Évaluation Du Marché Du Gaz Naturel:

Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien

Office national de l'énergie
Août 1992

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1992

No. du Cat. NE 23-27/1992F
ISBN 0-662-97738-6

Ce rapport est publié séparément
dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
311, 6e Avenue s.-o.
Calgary (Canada)
T2P 3H2
(403) 292-4800

Imprimé au Canada

This report is published separately
in both official languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
311 - 6th Avenue S.W.
Calgary (Canada)
T2P 3H2
(403) 292-4800

Printed in Canada

92-07611/

TABLE DES MATIERES

		Page
Préface		(i)
Tableaux et Diagrammes		(ii)
Introduction		1
L'Évolution de la Structure des Contrats à Long Terme D'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien		5
2.1	Structure des contrats avant la déréglementation	5
2.2	Structure des contrats après la déréglementation	8
2.2.1	Centre du Canada	9
2.2.2	Alberta et Saskatchewan	13
2.2.3	Colombie-Britannique	14
2.2.4	Nord-est américain	15
2.2.5	Midwest américain	18
2.2.6	Californie	19
2.2.7	Côte nord-ouest du Pacifique aux États-Unis (incluant l'Idaho et le Nevada)	20
2.3	Changements apportés aux contrats à long terme	21
2.3.1	Contrats à court terme et contrats à long terme	21
2.3.2	Évolution des volumes faisant l'objet de contrats à long terme depuis 1985	23
2.3.3	Acheteurs de gaz ayant signé des contrats à long terme	24
2.3.4	Distributeurs de gaz canadien (contrats à long terme)	25
2.4	Période de validité ou durée des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz	26
2.5	Envergure des contrats à long terme	29
2.6	Résumé	30
Modalités et Conditions des Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien		32
3.1	Obligation de l'acheteur de se procurer du gaz	33
3.1.1	Engagements de prise obligatoire	34
3.1.2	Paiements compensatoires	37
3.1.3	Frais liés à la demande en services de pipeline	38

3.1.4 Pas d'autosubstitution 40
3.1.5 Droits du vendeur de réduire les quantités contractuelles 40
3.1.6 Mécanismes d'ajustement du volume de la demande opérationnelle 42

3.2 Engagement du vendeur à livrer 43

3.2.1 Réserves consacrées 43
3.2.2 Garanties officielles 44
3.2.3 Droits de l'acheteur de réduire les quantités contractuelles 46
3.2.4 Indemnisation par le vendeur 47
3.2.5 Obligations quotidiennes de livraison 48

3.3 Équilibre du contrat 48

3.4 Prix des contrats à long terme 52

3.4.1 Frais liés à la demande 52
3.4.2 Frais liés au produit 53
3.4.3 Comparaison entre les prix contractuels indexés et négociés 54
3.4.4 Principaux facteurs relatifs aux indices des prix 56
3.4.5 Souplesse et arbitrage en matière d'établissement des prix 57
3.4.6 Relations entre le prix contractuel et les obligations de l'acheteur et du vendeur 59

3.5 Résumé 59

Sommaire et Conclusions 61

4.1 Comparaison entre la structure des contrats d'exportation et celle des contrats destinés au marché intérieur 62

4.2 Différences entre les modalités et conditions pour les contrats d'exportation et les contrats destinés au marché intérieur 63

4.2.1 Obligation de l'acheteur 64
4.2.2 Obligation de livraison du vendeur 64
4.2.3 Prix des contrats à long terme 64

ANNEXE A Étude sur les Contrats à Long Terme de Gaz Naturel

ANNEXE B Abbréviations

ANNEXE C Glossaire

Préface

Le rapport intitulé *Évaluation du marché du gaz naturel : contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel canadien* est publié dans le cadre des activités de surveillance de l'Office national de l'énergie concernant le marché canadien du gaz naturel. L'Office suit l'évolution du marché canadien du gaz naturel afin d'être au courant des difficultés que peuvent avoir les consommateurs canadiens à s'adapter aux fluctuations des approvisionnements et de la demande de gaz naturel.

L'information publiée par l'Office dans le cadre de ces activités de surveillance comprend également l'*Énergie au Canada : Offre et demande*, qui étudie les perspectives à long terme des approvisionnements canadiens pour les principales sources d'énergie, notamment l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et leurs dérivés, et la demande en produits énergétiques canadiens tant au Canada qu'à l'étranger.

Un autre volet du travail de surveillance effectué par l'Office consiste à analyser les approvisionnements, la demande et les prix du gaz naturel et à publier des rapports de ses conclusions, comme la publication d'une décision prise en juillet 1987 et selon laquelle il adoptait une « procédure axée sur le marché » afin de s'assurer que le gaz naturel autorisé à l'exportation représentait l'excédent des besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens. Ces *Évaluations du marché du gaz naturel* sont axées entièrement et de façon détaillée sur les marchés du gaz naturel et constituent une analyse à court terme. Elles diffèrent donc, tant au plan de leur domaine d'intérêt que de la période visée, du rapport intitulé l'*Énergie au Canada : Offre et demande* qui, comme nous l'avons vu plus haut, est une étude concernant tous les types d'énergie à long terme.

Les rapports de l'*Évaluation du marché du gaz naturel* publiés en 1988 et en 1989 faisaient une revue exhaustive de l'ensemble de la structure et du fonctionnement du marché du gaz naturel. Le présent rapport, qui s'intitule *Évaluation du marché du gaz naturel : contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel canadien*, donne une description détaillée des tendances et des changements qui sont survenus dans les contrats canadiens à long terme qui régissaient la vente du gaz provenant de l'ouest canadien à l'intérieur et à l'extérieur du pays entre 1985 et 1991. Ce rapport ne vise pas à donner les chiffres des débits assurés, mais concerne les ententes contractuelles qui garantissaient ces débits. Le sujet du rapport est limité aux contrats de fourniture de gaz canadien à l'intérieur et à l'extérieur du Canada et ne s'étend pas aux contrats d'importation.

Le rapport est axé sur la structure et le fonctionnement d'un aspect particulier du marché du gaz naturel, les contrats de gaz naturel canadien à long terme. Cette approche, bien que de perspective très étroite, permet à l'Office de focaliser son examen sur des aspects spécifiques de l'approvisionnement, de la demande et des prix du gaz naturel, et de publier des informations d'actualité sur les divers aspects de la structure et du fonctionnement du marché du gaz naturel.

Le rapport a été préparé par la société Peter Milne & Associates Inc., en collaboration avec le personnel de l'Office. Bien qu'il se veuille fondé sur les faits, les opinions qu'il contient sont celles de la société Peter Milne & Associates Inc. et ne reflètent pas nécessairement celles de l'Office.

Toute question au sujet de ce rapport peut être adressée au Service d'information de l'Office national de l'énergie (403) 299-2713.

On peut se procurer des exemplaires de ce document ou des rapports antérieurs publiés par l'Office en s'adressant à l'Office national de l'énergie, à l'adresse ou au numéro de téléphone fournis au verso de la page titre.

ÉTUDE SUR LES CONTRATS À LONG TERME D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL CANADIEN

TABLEAUX ET DIAGRAMMES

TABLEAUX Page

Tableau 1-1
Contrats d'Approvisionnement en Gaz : Étude - Synthèse 2

Tableau 2-1
Marché du Centre du Canada, Contrats à Court Terme et Contrats à Long Terme ... 9

DIAGRAMMES

Diagramme 1-1
Principaux Marchés Régionaux pour le Gaz Canadien 4

Diagramme 2-1
Contrats Traditionnels de Livraison de Gaz : Dispositions du Marché Intérieur et des Marchés Étrangers 6

Diagramme 2-2
Contrats Traditionnels de Livraison de Gaz : Disposition de l'Alberta, la Saskatchewan et la Californie 7

Diagramme 2-3
Sources d'Approvisionnement à Long Terme des SDL du Centre du Canada par Catégories de Fournisseurs, 1991 10

Diagramme 2-4
Contrats d'Approvisionnement en Gaz Postérieurs à la Déréglementation : Marché Résidentiel du Centre du Canada 11

Diagramme 2-5
Contrats d'Approvisionnement en Gaz Postérieurs à la Déréglementation : Ventes Directes au Secteur Industriel 12

Diagramme 2-6
Contrats d'Approvisionnement en Gaz Postérieurs à la Déréglementation : Ventes Directes au Secteur Commercial 13

Diagramme 2-7
Sources d'Approvisionnement à Long Terme de BC Gas Inc. par Catégories de Fournisseurs, 1991 14

Diagramme 2-8
Volumes Contractuels à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Nord-est Américain par Catégories d'Acheteurs, 1991 15

Diagramme 2-9
Volumes Contractuels à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Installations de Cogénération du Nord-est Américain par Catégories d'Acheteurs 16

Diagramme 2-10
Contrats d'Approvisionnement en Gaz : Cogénérations du Nord-est Américain 17

Diagramme 2-11
Volumes Contractuels à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Midwest Américain par Catégories d'Acheteurs 19

Diagramme 2-12
Volumes Contractuels à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Côte Nord-ouest du Pacifique aux États-Unis par Catégories d'Acheteurs 21

Diagramme 2-13
Ventes de Gaz Canadien Réalisées en 1990 : Contrats à Long et Court Terme par Marchés Régionaux 22

Diagramme 2-14
Volumes Contractuels à Long Terme : par Marchés Régionaux en 1985 et 1991 23

Diagramme 2-15
Volumes Contractuels à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : par Catégories d'Acheteurs en 1985 et 1991 24

Diagramme 2-16
Volumes Contractuels à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : par Catégories d'Acheteurs Américains en 1985 et 1991 25

Diagramme 2-17
Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : par Catégories de Fournisseurs en 1991 26

Diagramme 2-18
Durée des Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel par Catégories d'Acheteurs 27

Diagramme 2-19
Durée des Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel avant et après la Déréglementation 28

Diagramme 2-20
Taille Moyenne des Contrats d'Approvisionnement en Gaz Naturel par Catégories d'Acheteurs 30

Diagramme 3-1
Éléments Clés d'un Contrat à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien 32

Diagramme 3-2
Volumes Contractuels à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel

Diagramme 3-3
Niveaux Seuils de Prise Obligatoire dans les Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Pourcentage de la QCJ 36

Diagramme 3-4
Niveaux Seuils de Paiement Compensatoire ou de Frais de Stockage des Réserves de Gaz dans les Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Pourcentage de la QCA 37

Diagramme 3-5
Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Nombre de Contrats au Point de Vente à la Frontière de l'Alberta 39

Diagramme 3-6
Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Assortis de Quantités de Déclenchement Annuelles 41

Diagramme 3-7
Engagement du Vendeur à Livrer sous les Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Réserves Attribuées et Garanties Officielles 45

Diagramme 3-8
Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Engagement du Vendeur à Livrer par Producteurs/Distributeurs et par Consortiums 46

Diagramme 3-9
Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Contrats Autorisant l'Acheteur à Réduire la QCJ 47

Diagramme 3-10
Équilibre du Contrat 49

Diagramme 3-11
Équilibre du Contrat : Obligations des Vendeurs et des Acheteurs 50

Diagramme 3-12
Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Frais Contractuels Liés au Produit 54

Diagramme 3-13
Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Comparaison des Prix Indexés et des Prix Négociés par Marchés Régionaux 55

Diagramme 3-14
Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Contrats à Indexation de Prix par Catégories d'Indices 56

Diagramme 3-15
Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Arbitrage Relatif au Prix Contractuel 58

Chapitre 1
Introduction

L'industrie canadienne du gaz naturel comprend des milliers de puits de gaz naturel, des centaines d'usines de traitement et un immense réseau de systèmes de collecte, de transport et de distribution du gaz qui s'étend sur des milliers de kilomètres. Depuis les années 50, une grande partie des investissements consacrés à cette infrastructure ont fait l'objet de contrats à long terme entre vendeurs et acheteurs de gaz naturel.

Vers la fin de 1985, l'Entente fédérale-provinciale sur les marchés et les prix du gaz naturel a entraîné la déréglementation des prix du gaz naturel canadien. À peu près au même moment, le gouvernement et les organismes de réglementation américains ont commencé à déréglementer l'industrie américaine du gaz. Des deux côtés de la frontière, les gouvernements et les organismes de réglementation ont adopté plusieurs mesures destinées à faciliter la transition d'un marché soumis à des prescriptions tarifaires à un marché libre. Depuis le milieu des années 80, l'industrie nord-américaine du gaz est devenue hautement concurrentielle et axée sur les lois du marché, si bien que les acheteurs et les vendeurs ont radicalement modifié leurs pratiques à l'égard des contrats à long terme.

L'objet du présent rapport est d'analyser l'évolution des contrats à long terme régissant la vente du gaz de l'Ouest du Canada sur les marchés intérieurs et étrangers. Ce rapport vise également à cerner les principales tendances contractuelles qui se dégagent depuis la déréglementation. Il met l'accent sur l'évolution de la structure des contrats à long terme et des modalités du transport, de même que sur les importantes modifications intervenues dans les modalités et conditions des accords à long terme.

Notre analyse est fondée sur une base de données de Peter J. Milne & Associates Inc. qui renferme plus de 165 contrats d'approvisionnement en gaz sur les marchés intérieurs et étrangers pour un volume total de ventes de 198,9 10^6 m^3/jour [soit environ 7 000 millions de pieds cubes par jour (mpcj)]. (L'annexe A donne la liste complète des contrats étudiés.) Les contrats retenus dans le cadre de l'étude représentent la première vente directe[1] de nature strictement commerciale conclue entre une partie représentant les intérêts du producteur (c'est-à-dire un producteur-distributeur ou un consortium de fournisseurs) et une partie représentant les intérêts des consommateurs (p. ex. un utilisateur ultime ou un consortium de demandeurs). Les contrats conclus entre producteurs et consortiums de fournisseurs ou entre consortiums de demandeurs et utilisateurs ultimes n'ont pas été retenus dans le cadre de l'étude.

---

[1] Un contrat direct est défini comme la première entente de nature strictement commerciale entre un vendeur ou le représentant d'un vendeur et le premier acheteur à titre d'utilisateur ultime ou de représentant de l'utilisateur ultime. Par exemple :

Producteur→WGML→Consumers Gas→utilisateur ultime
Producteur→représentant de l'usine de cogénération→usine de cogénération
Producteur→ProGas→ANE→Boston Gas
Producteur (Shell)→Salmon Resources→C.E.T.I.

La plupart des contrats visés par l'étude sont du domaine public et ont été déposés auprès de l'Office national de l'Énergie (ONÉ) ou des offices de réglementation provinciaux. Les contrats individuels signés entre les principales sociétés de distribution locale de Colombie-Britannique, BC Gas Inc. et ses fournisseurs (17 contrats), entre la Canadian Western Natural Gas Company Limited-Northwestern Utilities Limited (CWNG/NUL), principale société de distribution de l'Alberta et ses fournisseurs (368 contrats), ainsi qu'entre la Saskatchewan Energy et ses fournisseurs (109 contrats), ne sont pas du domaine public. Il est généralement convenu que, dans de nombreux cas, les contrats entre chacune de ces sociétés de distribution locale (SDL) et ses fournisseurs sont relativement standard et on trouvera, dans la présente étude, une description des modalités et conditions types de ces contrats.

Tableau 1 - 1
Étude – Synthèse

ZONE COMMERCIALE	NOMBRE DE CONTRATS	VOLUMES CONTRACTUELS	
		$10^6m^3/d$	MMcfd
COLOMBIE-BRITANNIQUE	17	13.0	458.0
ALBERTA ET SASKATCHEWAN	3	20.0	705.0
CENTRE DU CANADA	31	33.2	1 173.2
TOTAL POUR LE MARCHÉ INTERNE	**51**	**66.2**	**2 336.2**
NORD-EST AMÉRICAIN	63	48.7	1 719.3
MIDWEST AMÉRICAIN	36	41.5	1 466.4
CALIFORNIE	6	34.7	1 223.3
CÔTE NORD-OUEST DU PACIFIQUE (ÉTATS-UNIS)	13	7.8	276.4
TOTAL DES EXPORTATIONS	**118**	**132.7**	**4 685.4**
TOTAL POUR L'ÉTUDE	**169**	**198.9**	**7 021.6**

Nota: En tout, 477 contrats ont été signés entre la CWNG-NUL et la Sask Energy.

L'étude inclut tous les contrats d'exportation qui ont été déposés auprès de l'ONE jusqu'en décembre 1991, notamment ceux qui ont été déposés à l'appui d'une demande de licence d'exportation mais sur lesquels l'Office ne s'est pas encore prononcé ou pour lesquels il n'a pas entendu la totalité des demandes dont il a été saisi (Tableau 1-1). Il est important d'inclure tous ces contrats dans le cadre de l'étude, même s'ils n'ont pas encore été approuvés, pour bien cerner les plus récentes tendances en matière contractuelle. L'inclusion de ces contrats dans le cadre de l'analyse ne devrait nullement influencer la décision de l'Office à l'égard de la demande.

Le rapport examine avant tout les contrats, de même que les modalités et conditions contractuelles. Il ne se penche pas sur des questions relatives à l'exécution des contrats, telles que les données réelles sur le débit ou le prix du gaz. Souvent, le gaz n'est pas encore en circulation. Dans certains cas, les parties

attendent que la capacité pipelinière soit accessible et, dans d'autres, que toutes les approbations réglementaires requises aient été reçues.[2] [Sauf indication contraire, toute référence faite aux volumes dans le cadre de la présente étude renvoie à la Quantité Contractuelle Journalière (QCJ)].

Aux fins de la présente analyse, un contrat à long terme a une période de validité initiale de cinq ans ou plus. La période de validité la plus courte des contrats examinés dans le cadre de l'étude est de six ans. Les contrats à long terme qui peuvent être résiliés avant l'expiration de la période de validité initiale (p. ex., lorsque les parties ne réussissent pas à s'entendre sur un prix pour une prochaine période de tarification) ont été inclus dans la présente étude, du fait que leur objectif est d'établir une relation contractuelle de longue durée. De même, les contrats de longue durée pour lesquels il ne reste que quelques années avant leur échéance font également partie de l'étude.

Les vendeurs ont été répartis en trois groupes : les consortiums de fournisseurs traditionnels, à savoir ceux qui opéraient avant la déréglementation (p. ex., TransCanada PipeLines Limited et son agent commercial, Western Gas Marketing Limited (WGML), et ProGas Limited); les nouveaux consortiums de fournisseurs (p. ex., Northridge Petroleum Marketing Inc. (Northridge) et Unigas Corporation); les producteurs/distributeurs (p. ex., Northstar Energy Corporation (Northstar), Poco Petroleums Limited (Poco), et Shell Canada Limited, qui vendent directement aux utilisateurs ultimes et aux consortiums de demandeurs. Plusieurs Producteurs/Distributeurs commercialisent leur approvisionnement en gaz ainsi qui celui d'autrui.

Les acheteurs ont également été répartis en trois groupes : les sociétés de distribution locale (SDL); les pipelines interétatiques américains; les centrales de cogénération et les services publics d'électricité. Ces derniers ne sont pas encore devenus un groupe d'acheteurs important et les quelques contrats négociés à ce jour (notamment par la New England Power Company (NEPC) et la Southern California Edison Company (SoCal Edison)) ont été associés aux contrats de cogénération.

Pour permettre l'identification des tendances géographiques en matière de contrats, le marché du gaz canadien de l'Ouest a été divisé en sept régions : la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan, le Centre du Canada, y compris le Manitoba, le Nord-est américain, le Midwest américain, la Californie et la Côte nord-ouest du Pacifique aux États-Unis, y compris l'Idaho et le Nevada (Diagramme 1-1).

Le Chapitre 2 du rapport analyse l'évolution, depuis l'entrée en vigueur de la déréglementation, des prix du gaz naturel, de la structure des contrats à long terme et des modalités de transport négociées entre l'acheteur et le vendeur. Elle documente la tendance à la négociation de contrats de plus courte durée et de volume moindre ainsi que l'évolution dans l'importance des contrats à long terme par rapport aux contrats à court terme.

Le Chapitre 3 présente les tendances qui prévalent dans le détail des modalités et conditions des contrats d'approvisionnement en gaz naturel. Elle analyse l'utilisation de divers mécanismes destinés à garantir le respect des obligations contractuelles de l'acheteur en matière d'approvisionnement en gaz et les engagements du vendeur à livrer ce gaz, et met l'accent sur l'équilibre qui doit exister entre les obligations de l'acheteur et celles du vendeur. Le Chapitre 3 examine également les méthodes et indices de tarification utilisés par les parties contractantes.

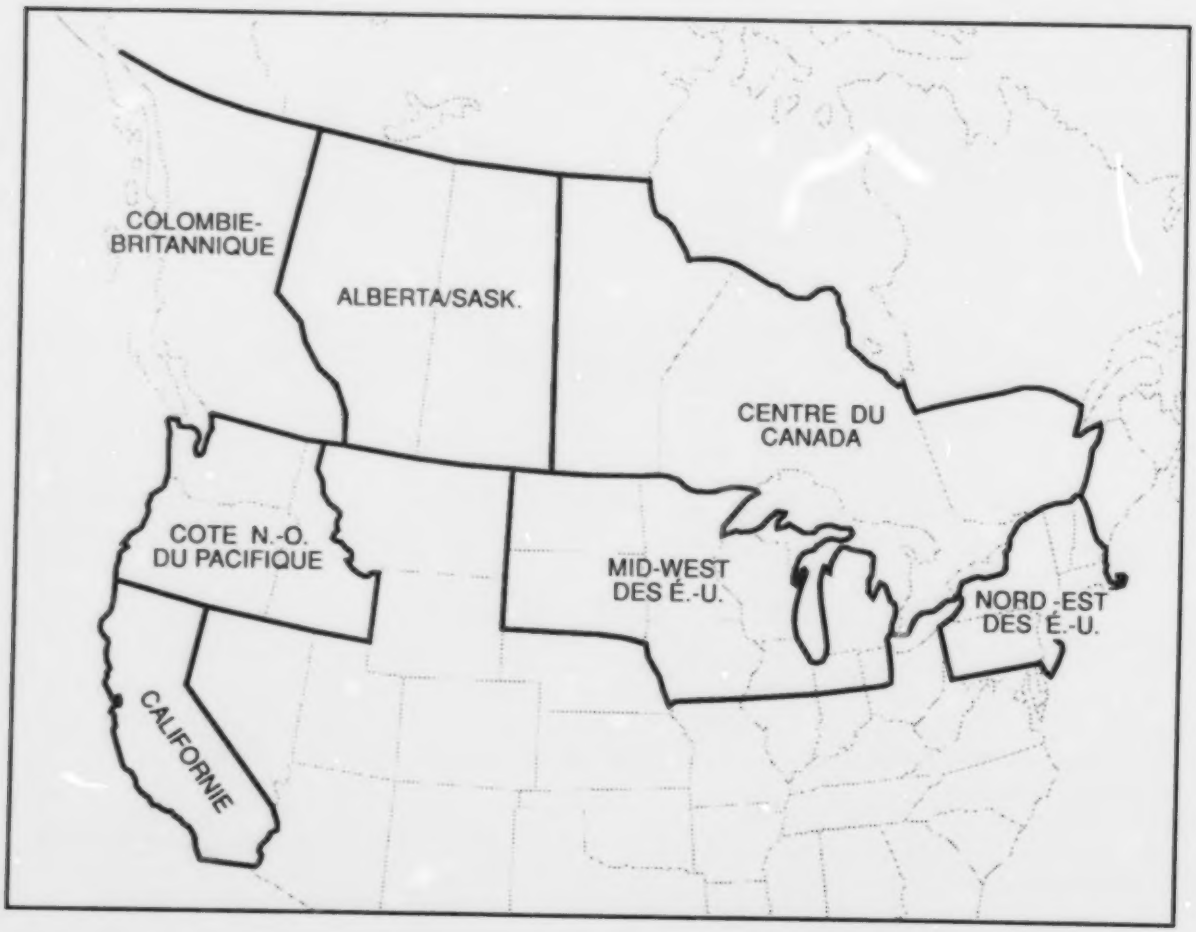
---

[2] Dans les cas où les volumes contractuels ont augmenté au cours des deux ou trois premières années suivant la signature de l'entente, les volumes contractuels maxima ont été utilisés.

Le Chapitre 4 résume les conclusions essentielles et fait ressortir les principales différences entre les contrats destinés aux marchés intérieurs et ceux destinés à l'exportation.

Diagramme 1-1

Principaux Marchés Régionaux pour le Gaz Canadien



Chapitre 2

L'Évolution de la Structure des Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien

La vente et le transport du gaz naturel à partir de la tête de puits jusqu'au point de consommation ou au bec de brûleur font généralement l'objet d'une série de dispositions en matière de contrats, de transport et d'administration entre les acheteurs et les vendeurs. Les dispositions prévoient souvent l'intervention de mandataires et de sociétés affiliées. Au cours des 15 années qui ont précédé la réglementation des prix du gaz survenue en 1975, et pendant les dix ans de réglementation des prix, les habitudes contractuelles des acheteurs et des vendeurs n'ont guère changé. Toutefois, depuis la déréglementation du prix du gaz naturel au Canada et aux États-Unis au milieu des années 80, on a constaté une grande évolution dans les dispositions contractuelles et les arrangements régissant le transport négociés entre acheteurs et vendeurs.

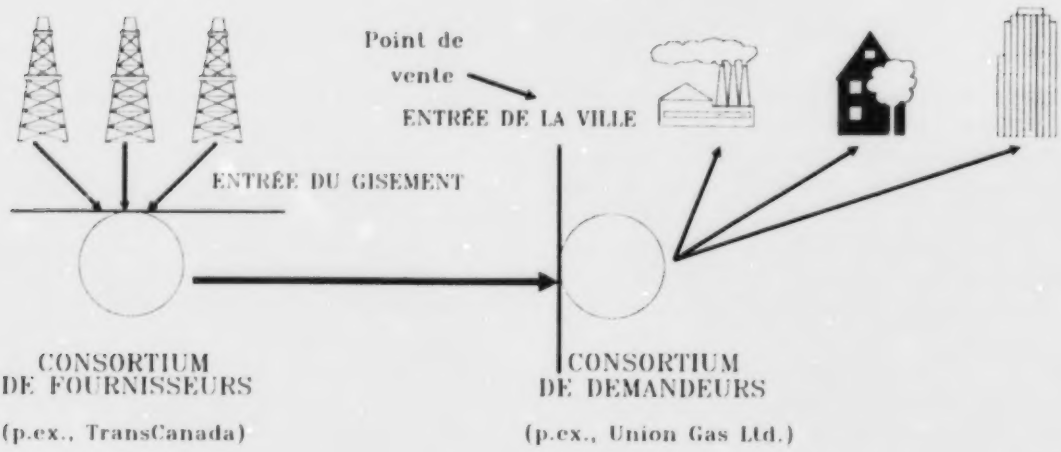
Le but du présent chapitre est de cerner les changements structurels qui, depuis la déréglementation, caractérisent les contrats à long terme négociés par divers types d'acheteurs et de vendeurs approvisionnant diverses zones commerciales. Au nombre des principaux changements constatés, signalons la tendance à négocier des contrats de plus courte durée et plus modestes, et la croissance des marchés à court terme. L'évolution des arrangements de transport a aussi été étudiée.

2.1 Structure des contrats avant la déréglementation

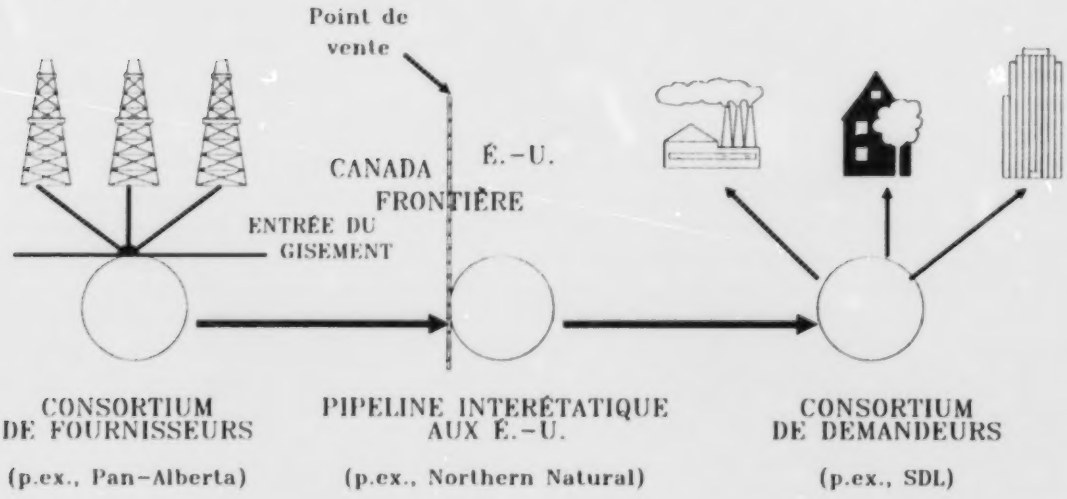
Entre la fin des années 50 et le début des années 80, les dispositions contractuelles types régissant le marché du gaz de l'Ouest canadien ont été élaborées par des sociétés pipelinières telles que TransCanada et Westcoast Energy Inc. (Westcoast) (anciennement Westcoast Transmission Company Limited). Ces sociétés achetaient d'importants volumes de gaz directement des producteurs, à l'entrée des gisements ou à la tête des puits, aux termes de contrats à long terme (habituellement de 20 à 25 ans) qui leur garantissaient des volumes de gaz suffisants pour alimenter leurs pipelines et s'acquitter de leurs obligations contractuelles de livraison envers leurs acheteurs. Les sociétés pipelinières vendaient du gaz provenant de leurs fournisseurs à divers points terminus de leur réseau, à des consortiums de demandeurs tels que les SDL canadiennes et les pipelines interétatiques américains, qui, à leur tour, fournissaient du gaz aux SDL américaines. Les consortiums de fournisseurs (p. ex. TransCanada et Westcoast) disposaient de la capacité requise d'approvisionnement par pipeline, par l'entremise d'un réseau de pipelines dont ils étaient propriétaires, sauf en Alberta, où la capacité requise était négociée par les consortiums avec NOVA Consortium of Alberta (anciennement Alberta Gas Trunk Lines), qui avait toujours assumé le rôle de transporteur contractuel.

Diagramme 2-1

Contrats Traditionels de Livraison de Gaz : Disposition du Marché Intérieur



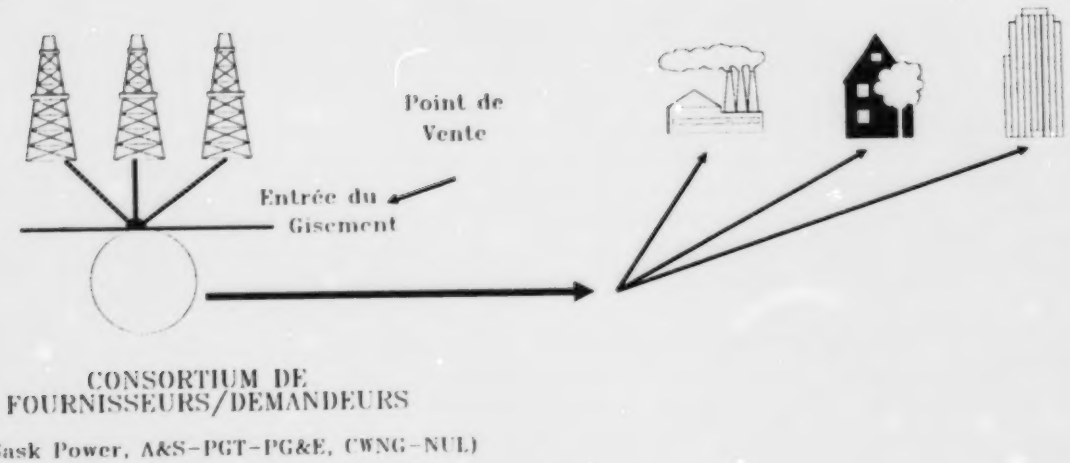
Contrats Traditionels de Livraison de Gaz : Disposition des Marchés Étrangers



Jusqu'en 1985, lors de la déréglementation des prix du gaz naturel, la plus grande partie du gaz de l'Ouest canadien était vendue aux termes d'ententes contractuelles semblables à celles décrites au Diagramme 2-1, sauf en Saskatchewan, en Alberta et en Californie (Diagramme 2-1). Dans ces derniers marchés, les consortiums de demandeurs ou les SDL jouaient également le rôle de consortiums de fournisseurs et achetaient leur provision de gaz directement des producteurs, ou par l'entremise de sociétés affiliées.

Diagramme 2-2

Contrats Traditionels de Livraison de Gaz : Disposition de l'Alberta, la Saskatchewan et la Californie



Au cours des années 70, on a assisté à la naissance de nouveaux consortiums de fournisseurs tels que Pan-Alberta Gas Ltd. (Pan-Alberta) et Progas. Ceux-ci fonctionnaient de la même façon que les anciens consortiums de transport par pipeline, si ce n'est qu'ils exerçaient le contrôle de la capacité pipelinière par voie de relations contractuelles à long terme avec les sociétés de pipelines plutôt que par l'acquisition de droits de propriété sur les pipelines.

Jusqu'en 1985, le gaz de l'Ouest canadien était vendu aux utilisateurs ultimes dans plusieurs zones commerciales différentes, mais presque exclusivement par l'entremise de consortiums aux termes d'un petit nombre de contrats à long terme régissant la livraison de grandes quantités de gaz. En dehors de l'Alberta, il n'y a eu aucune transaction directe par les producteurs aux utilisateurs ultimes, et les quantités de gaz vendues dans le cadre de contrats à court terme sont restées minimes.[3] Toutes les ventes de gaz étaient négociées par des consortiums de fournisseurs pour des consortiums de demandeurs, à savoir des SDL ou des sociétés américaines de pipelines interétatiques.

---

3 À la fin de l'année 1984, Simplot Chemicals Ltd. du Manitoba, a réalisé la première vente directe de gaz albertain à un ancien marché albertain.

2.2 Structure des contrats après la déréglementation

Vers la fin de 1985, le Canada et les États-Unis avaient pris diverses initiatives visant à déréglementer les marchés du gaz naturel. Au Canada, les gouvernements des provinces productrices de gaz et le gouvernement fédéral ont négocié l'Accord de l'Ouest (27 Mars 1985) et l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel (31 Octobre 1985). L'un des objectifs de ces accords était de permettre à de nouveaux participants d'entrer sur le marché, et de fournir aux utilisateurs ultimes et aux producteurs de gaz naturel une plus grande souplesse et de nouvelles options pour l'achat et la vente de gaz naturel.

Dans la foulée des ententes inter-gouvernementales, l'Office national de l'énergie a adopté diverses mesures visant à garantir aux nouveaux participants, y compris les utilisateurs ultimes, les producteurs et les distributeurs, un accès équitable aux pipelines réglementés par le gouvernement fédéral.[4] Aux États-Unis, le décret 500 (d'abord émis en 1985 sous le numéro 436) de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a institué des mesures d'encouragement pour que les sociétés de pipelines américaines deviennent des transporteurs à «libre accès». Ces mesures ont permis à des acheteurs américains, tels que les SDL et les utilisateurs du secteur industriel, d'acheter le gaz directement aux producteurs ou aux consortiums de distributeurs au Canada ou aux États-Unis, tout en ayant l'assurance d'une capacité pipelinière adéquate.

Ces changements ont fait augmenter de façon spectaculaire la demande de services «séparés» (c'est-à-dire que les parties ont choisi de conclure des ententes contractuelles pour l'approvisionnement en gaz et pour les services de transport). En même temps, on a assisté à une baisse de la demande pour les services des consortiums de fournisseurs traditionnels qui offraient le plus souvent des «services regroupés» incluant à la fois le gaz et le transport. Ces changements ont également encouragé de nouveaux intervenants à s'arroger une part du marché, ce qui a provoqué une très grande augmentation du nombre d'acheteurs et de vendeurs. Cette situation a eu d'importantes répercussions sur la structure des contrats d'approvisionnement en gaz naturel, de même que sur leurs modalités et conditions.

Les effets de la déréglementation n'ont pas été identiques dans toutes les zones commerciales. Le Nord-est américain où l'on a assisté, depuis 1985, à une croissance notable du gaz de l'Ouest canadien qui a créé des débouchés pour de nouveaux venus sur ce marché, a connu l'évolution la plus radicale et, dans de nombreux cas, a ouvert la voie à des changements dans d'autres zones commerciales. Le Midwest américain, par suite d'une baisse de la demande de gaz sous des contrats à long terme et de l'existence d'un grand nombre de contrats négociés avant 1985, mais toujours en vigueur, a connu moins de changements. Sur le marché de l'Alberta et de la Saskatchewan, la structure type des contrats à long terme entre acheteurs et vendeurs n'a guère changé.

---

[4] Depuis 1986, l'Office national de l'énergie a rendu plusieurs décisions modifiant les tarifs de TransCanada, Foothills Pipelines (Yukon) Ltd. et Westcoast pour assurer un accès équitable à une capacité de transport et de distribution garantie et interruptible. Les critères de l'Office pour l'obtention d'une licence pour l'exportation de gaz à long terme sont maintenant plus flexibles; les ordonnances autorisants les exportations à court terme sont disponibles sur demande et une modification des critères à été apportée pour l'aménagement de nouvelles installations pipelinières. Ces changements ont tous été apportés dans le souci de favoriser la transition vers une économie de marché.

2.2.1 Centre du Canada

La structure des contrats à long terme régissant la vente de gaz dans le Centre du Canada, y compris le Manitoba, s'est modifiée de façon spectaculaire. Jusqu'en 1988, chacune des principales sociétés de distribution du Québec, de l'Ontario et du Manitoba s'approvisionnait entièrement en gaz chez TransCanada, soit à l'entrée de la ville, soit au point de jonction entre TransCanada et le système de distribution.[5] (Diagramme 2-3)

Tableau 2 - 1
MARCHÉ DU CENTRE DU CANADA
CONTRATS À COURT TERME ET CONTRATS À LONG TERME
Contrats d'approvisionnement en gaz pour l'année 1981-1992

ZONE DE FRANCHISE	CONTRATS	VOLUME CONTRACTUEL LONG TERME		VOLUME CONTRACTUEL COURT TERME		TOTAL		POURCENTAGE COURT TERME	LONG
		(10^6m^3)	(mcpj)	(10^6m^3))	(mcpj)	(10^6m^3))	(mcpj)		
Gaz Métropolitain	Gmi/WGML	2 181.3	77.0						
	Gmi/Pan-Alberta	509.9	18.0						
	GMi/SOQUIP	368.3	13.0						
	Achats directs			12 521.2	442.0	15 580.7	550.0	80.4%	19.6%
	Total	3 059.5	108.0						
Consumers' Gas	Consumers/WGML	8 640.2	305.0						
	Consumers/Non-WGML	4 957.5	175.0						
	Achats directs			15,269.1	539.0	28 866.9	1 019.0	52.9%	47.1%
	Total	13 597.7	480.0						
Union Gas	Union/WGML	2 492.9	88.0						
	Union/Non-WGML	4 022.7	142.0						
	Achats directs			16 005.7	565.0	22 521.2	795.0	71.1%	28.9%
	Total	6 515.6	230.0						
Centra Ontario Gas	Centra/WGML	3 342.8	118.0						
	Achats directs			6 798.9	240.0	10 141.6	358.0	67.0%	33.0%
	Total	3 342.8	118.0						
Centra Manitoba	Centra/WGML	7 648.7	270.0						
	Achats directs			1 529.7	54.0	9 178.5	334.0	16.7%	83.3%
	Total	7 648.7	270.0						
TOTAUX	SDL/WGML Contrats	24 305.9	858.0				28.2%		
	SDL/Non-WGML Contrats	9 858.4	348.0				11.4%		
	Achats directs			52 124.6	1 840.0		60.4%		
	Total	34 164.3	1 206.0	52 124.6	1 840.0	86 289.0	3 046.0	60.4%	39.6%

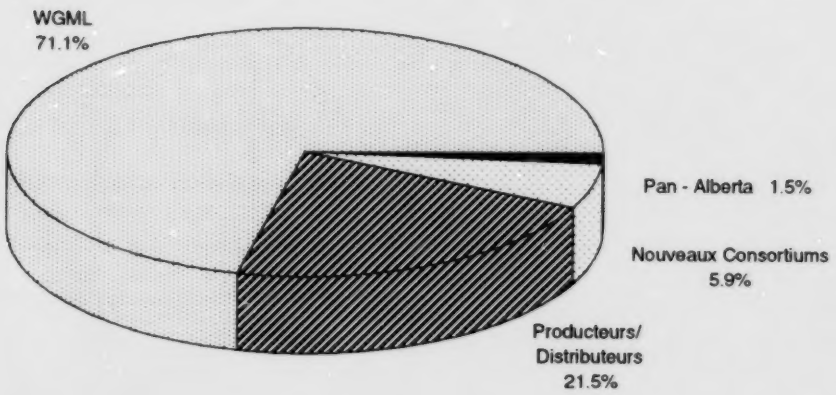
Nota : 1. Au Québec, de nombreux achats directs de nature commerciale sont garantis par des engagement d'approvisionnement de cinq à 10 ans.
2. Au Manitoba, le nombre des achats directs devrait augmenter rapidement en raison des récents changements mis en œuvre par la Régie des services publics du Manitoba.

5 Les seules exceptions ont été deux petits contrats. L'un a été négocié entre Pan-Alberta, un consortium de fournisseurs et Gaz Métropolitain inc. (GMi) au début des années 1970, et l'autre entre la Société Québécoise d'initiatives Pétrolières (SOQUIP) et Gmi, au début des années 1980, dans le cadre desquels Gmi a acheté le gaz à Empress en Alberta, point d'accès au système de TransCanada.

Trois changements structuraux d'envergure se sont produits dans le Centre du Canada. Premièrement, environ 40 p. cent de ce marché est alimenté aujourd'hui par du gaz acheté en vertu d'accords à long terme (principalement par les SDL pour desservir le marché résidentiel, une partie du marché commercial et quelques clients industriels (Tableau 2-1), alors qu'en 1985, ses besoins étaient entièrement couverts par ce genre de contrats. L'autre 60 p. cent du marché est alimenté par du gaz acheté en vertu d'accords à court terme desservant principalement les secteurs commercial et industriel. Deuxièmement, les SDL comblent maintenant l'ensemble de leurs besoins ponctuels en gaz à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan[6] en s'adressant à divers fournisseurs, notamment à des consortiums de fournisseurs traditionnels tels que la WGML (créée en 1986, est la branche «Marketing» de TransCanada), et à de nouveaux intervenants - y compris les achats directs aux producteurs-distributeurs. Troisièmement, les SDL détiennent des contrats de transport à long terme avec TransCanada pour la presque totalité de la capacité dont elles ont besoin pour transporter le gaz vers leurs franchises. Quatrièmement, le gaz acheté en vertu d'accords à court terme par les secteurs commercial et industriel est transporté par TransCanada soit directement par les acheteurs ou leurs fournisseurs soit indirectement par des ententes achat-vente avec les SDL.

Diagramme 2-3

Sources d'Approvisionnement à Long Terme des SDL du Centre du Canada par Catégories de Fournisseurs, 1991



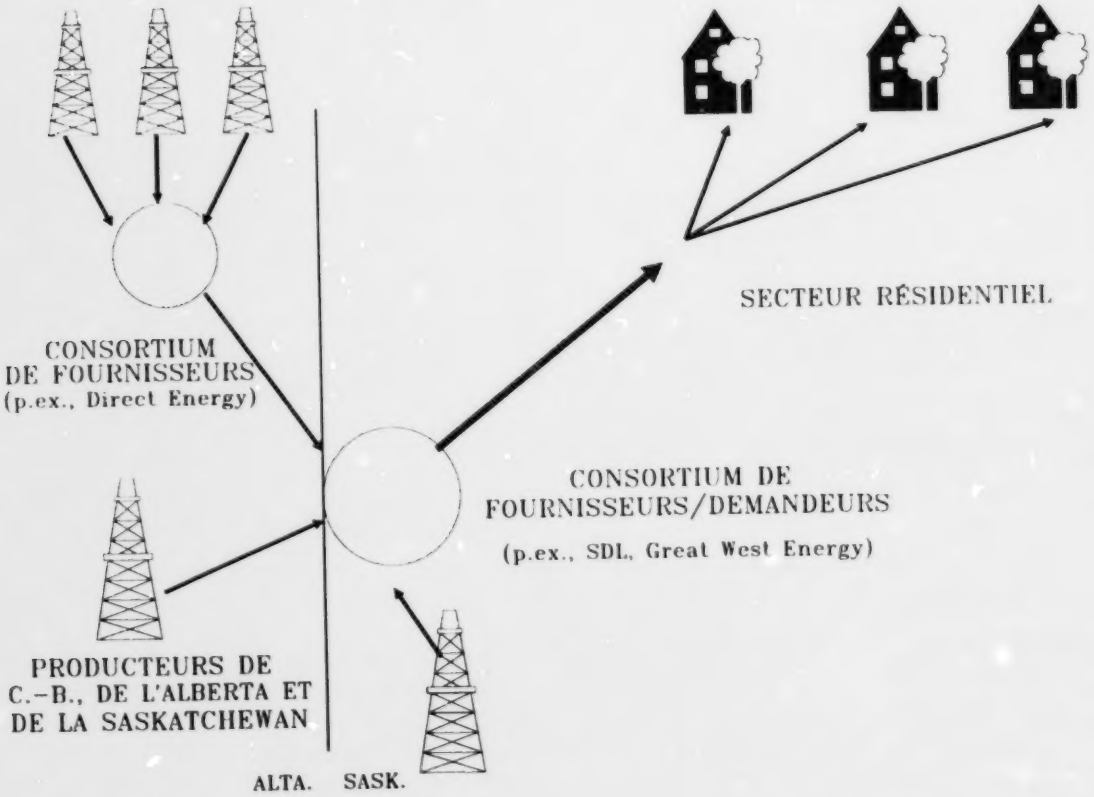
Quantité Totale: 34 10^6 m^3 /j (1206 mpcj)

[6] Union Gas Limited (Union Gas) achète, en vertu de contrats à long terme, 425 x 10^3 de m^3 par jour (15 mpcj) à la Northridge à St. Clair, Ontario, et 283 x 10^3 de m^3 par jour (10 mpcj) à Unigas à Oakville, Ontario.

Les SDL sont devenues des consortiums de fournisseurs en plus d'assumer leur rôle traditionnel de consortiums de demandeurs. Le diagramme suivant illustre l'évolution du rôle des consortiums de fournisseurs et de la composition de la clientèle des SDL dans ce marché. Le secteur résidentiel continue, pour son approvisionnement en gaz, de dépendre largement de SDL[7] qui achètent ce produit en vertu de contrats à long terme.

Diagramme 2-4

Contrats d'Approvisionnement en Gaz Postérieurs à la Déréglementation : Marché Résidentiel du Centre du Canada



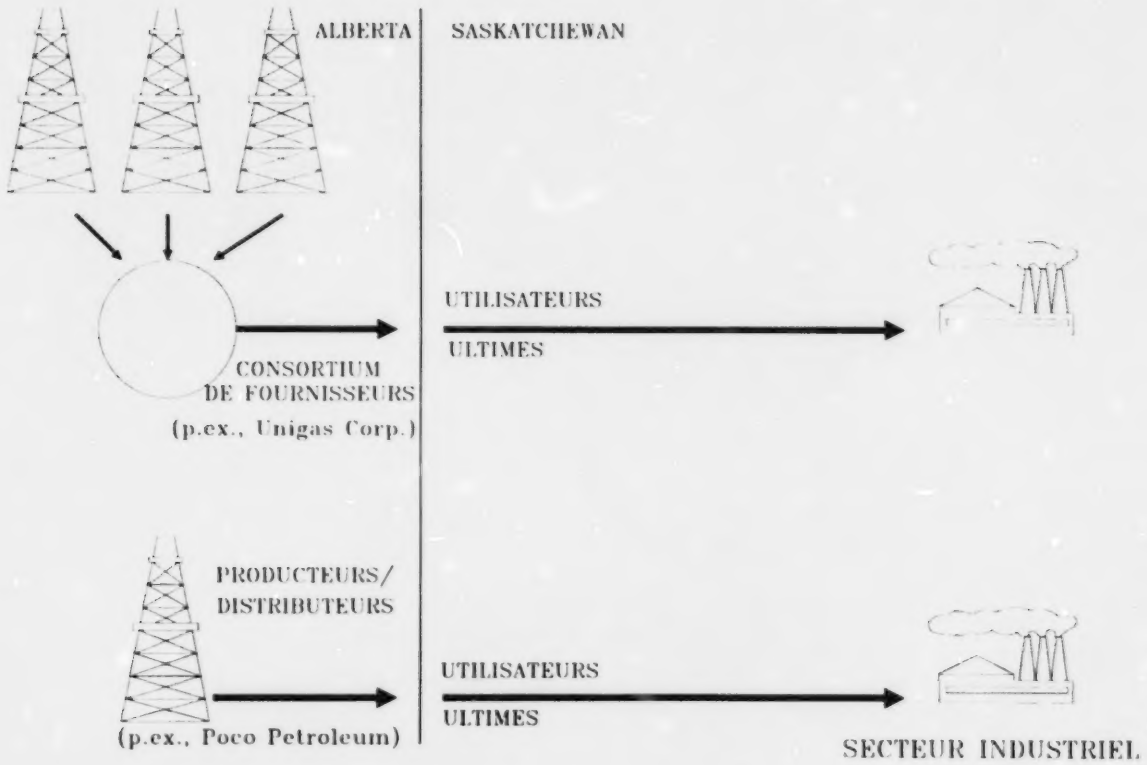
Le marché du Centre du Canada a peu à peu adopté la formule des contrats à court terme dans les secteurs industriel et commercial. Ces deux secteurs du marché sont approvisionnés directement par les Producteurs-Distributeurs (p. ex., Poco et Shell), par de nouveaux consortiums (p. ex., Unigas), ainsi que par les consortiums de fournisseurs traditionnels (p. ex., WGML) (Diagramme 2-5 et 2-6).

---

7 Plusieurs sociétés nouvelles ont récemment fait leur apparition sur le marché à titre de consortiums de demandeurs qui desservent également le secteur résidentiel.

Diagramme 2-5

Contrats d'Approvisionnement en Gaz Postérieurs à la Déréglementation : Ventes Directes en Secteur Industriel

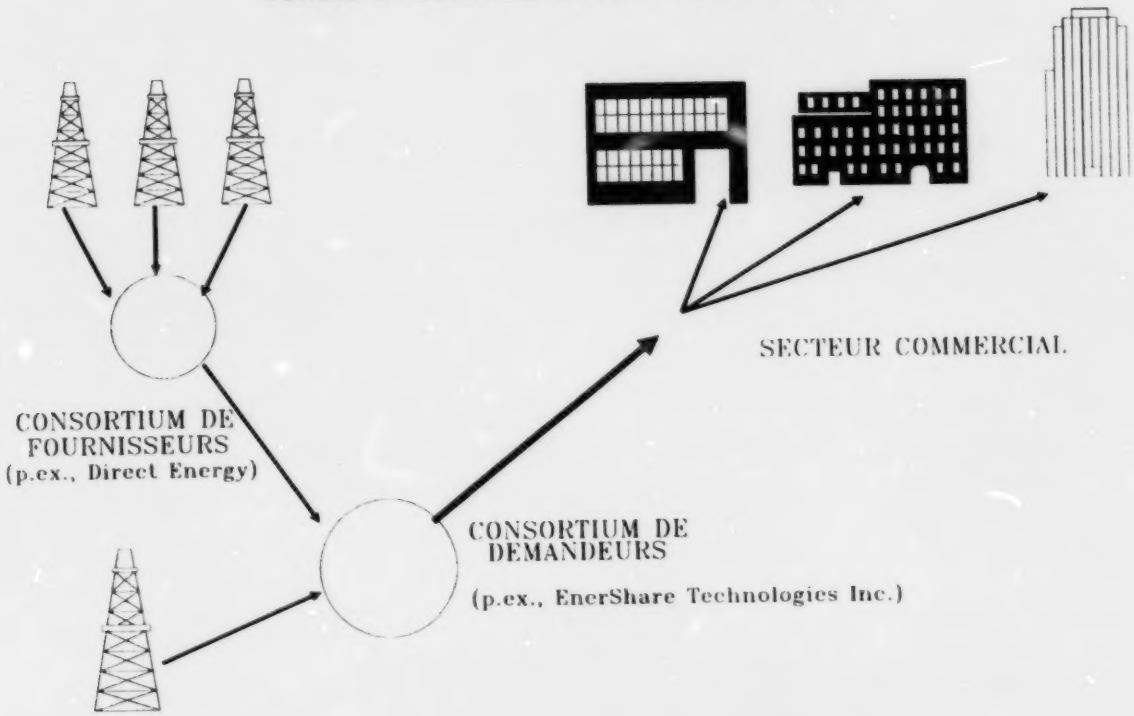


Dans le secteur commercial et dans celui de l'industrie légère, des consortiums de demandeurs indépendants des SDL ont fait leur apparition sur le marché. Afin de faciliter les achats directs, ces consortiums regroupent un grand nombre d'acheteurs. Les achats directs ont également été favorisés par des ententes achat-vente avec les SDL, qui permettent aux distributeurs de continuer à offrir aux utilisateurs ultimes un service efficace d'équilibrage de l'offre.

La cogénération est en train de se créer une niche dans le Centre du Canada et la plus grande partie du gaz requis est achetée en vertu d'accords à long terme. Toutefois, ces contrats ne sont pas du domaine public et n'ont donc pas été retenus dans la présente étude.

Diagramme 2-6

Contrats d'Approvisionnement en Gaz Postérieurs à la Déréglementation : Ventes Directes au Secteur Commercial



2.2.2 Alberta et Saskatchewan

Le marché de l'Alberta et de la Saskatchewan n'a guère évolué depuis la déréglementation du gaz naturel. Les plus importantes SDL qui approvisionnent une grande partie de ce marché, CWNG et NUL, ainsi que Sask Energy (anciennement ProvGas et Saskatchewan Power Corporation), sont à la fois des consortiums de demandeurs et des consortiums de fournisseurs; elles achètent directement la majorité du volume de gaz dont elles ont besoin à un grand nombre de producteurs, à l'entrée des gisements ou aux portes de la ville, aux termes de contrats à long terme conclus dans les années 60 et au début des année 80. Sask Energy et CWNG-NUL ont signé 477 contrats avec des producteurs-distributeurs pour un débit quotidien de 19,8 x $10^6 m^3/j$ (700 mpcj). CWNG-NUL achète également des quantités relativement réduites de gaz des consortiums de fournisseurs traditionnels (Alberta & Southern Gas Co. Ltd. (A&S), Pan-Alberta, ProGas, et WGML) en vertu de contrats particuliers liés aux conditions prescrites par les permis provinciaux d'acheminement des consortiums albertains.

De nombreux utilisateurs albertains du secteur industriel achètent également du gaz en vertu de contrats à long terme (p. ex. Novacor [freinte de gaz] et Syncrude Canada Ltd.). Les modalités et conditions de ces contrats n'étant pas du domaine public, elles ne sont pas incluses dans la présente étude. Ces contrats

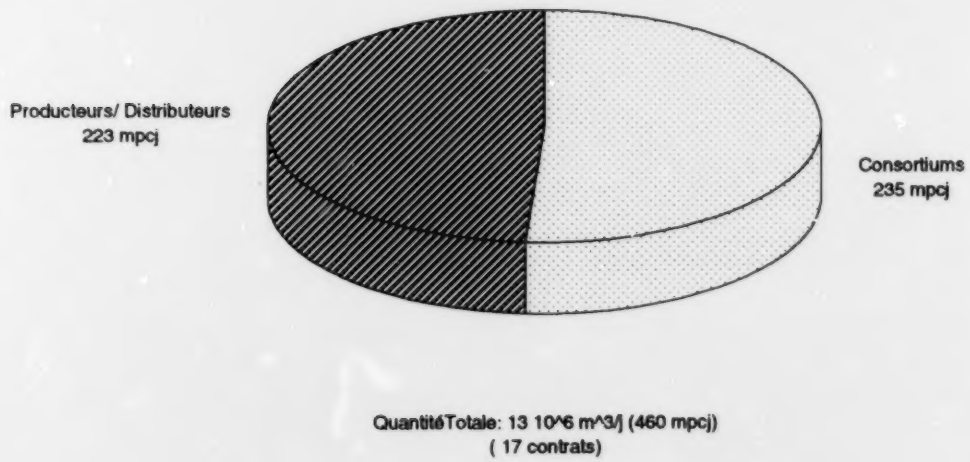
lient généralement l'acheteur au producteur-distributeur, sans intermédiaire, et le transport est négocié dans chaque cas.

2.2.3 Colombie-Britannique

Comme le marché du Centre du Canada, celui de la Colombie-Britannique (C.-B.) a été complètement restructuré. Jusqu'à la fin de l'année contractuelle de gaz 1990-1991, les principaux services publics de C.-B. (Inland Natural Gas et B.C. Hydro)[8] ont acheté leur contingent de gaz du consortium de fournisseurs de la province, la British Columbia Petroleum Corporation (B.C.P.C.) devenue CanWest Gas Supply Inc. (CanWest) en 1990. Vers la fin de 1991, la principale SDL, BC Gas Inc., a commencé à s'approvisionner elle-même et à diversifier ses sources d'approvisionnement en négociant ses contrats d'achat de gaz avec divers fournisseurs, dont CanWest, et plus de 15 producteurs-distributeurs (Diagramme 2-7). BC Gas Inc. achète du gaz à ses fournisseurs à différents points de vente, y compris aux têtes de puits, à la station de compression n° 2 de Westcoast Energy et à l'entrée de la ville.

Diagramme 2-7

Sources d'Approvisionnement à Long Terme de BC Gas Inc. par Catégories de Fournisseurs, 1991



[8] En 1987, les actifs de distribution de gaz de B.C. Hydro ont été achetés par Inland Gas, sous la raison sociale «BC Gas Inc.».

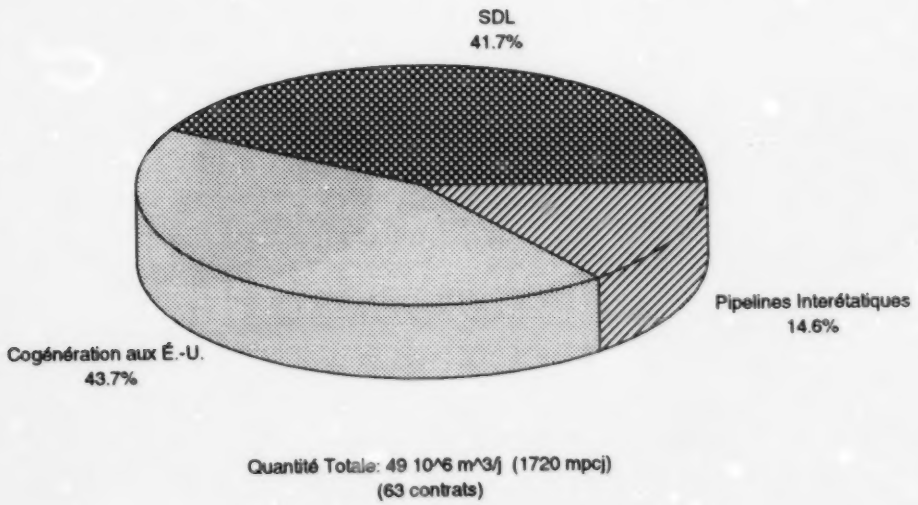
2.2.4 Nord-est américain

Le marché du Nord-est américain a, pour le gaz canadien, évolué de façon radicale depuis la déréglementation, non seulement par sa croissance, mais aussi du fait de l'émergence d'un nouveau secteur: celui de la cogénération. La cogénération a entraîné plusieurs modifications novatrices et importantes pour les contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel.

En 1985, le Nord-est américain était un marché qui offrait des débouchés considérables pour le gaz de l'Ouest canadien. Cependant, relativement peu de contrats ont été signés pour répondre aux besoins de ce marché. Si l'on n'exclut les deux petites SDL (St. Lawrence Gas Transmission Company et Vermont Gas Systems, Inc.) qui se sont approvisionnées en gaz canadien à partir des années 60, moins d'un million de m^3 de gaz albertain par jour (350 mpcj) ont fait l'objet de contrats d'approvisionnement de ce marché en 1985. Dès la fin de l'année 1991, plus de 48 x 10^6 m^3/jour (1 700 mpcj) de gaz provenant de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan ont fait l'objet de contrats de livraison à destination du Nord-est américain. (Diagramme 2-8)

Diagramme 2-8

Volumes Contractuels à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Nord-est Américain par Catégories d'Acheteurs, 1991



À partir de 1985, 43 p. 100 des nouvelles ventes ont été négociées avec des SDL américaines, directement ou par l'entremise de consortiums de SDL poursuivant des objectifs d'approvisionnement (p. ex., Alberta

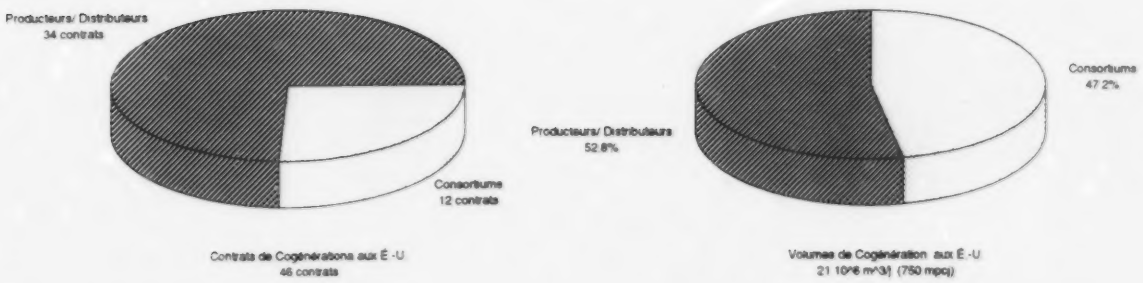
Northeast Gas Limited (ANE)), et 57 p. 100 avec des usines de cogénération. Aucun nouveau contrat n'a été conclu avec les pipelines interétatiques américains qui alimentent ce marché.

En plus des distributeurs traditionnels tels que WGML et ProGas, très présents sur ce marché depuis le début des années 80, plusieurs nouveaux consortiums de fournisseurs et plusieurs producteurs-distributeurs y ont fait leur apparition.

Les SDL du Nord-est américain ont négocié des contrats d'achat de gaz canadien avec des consortiums de fournisseurs et, dans un nombre restreint de cas, avec des producteurs-distributeurs à la frontière Canado-américaine en vertu de dispositions contractuelles traditionnelles, aux termes desquelles le consortium de fournisseurs ou le producteur-distributeur avait la main-mise sur la capacité pipelinière jusqu'au point d'exportation. La structure des contrats passés avec les installations de cogénération est considérablement plus variée et, dans la plupart des cas, fort différente de celle des contrats passés avec les SDL en ce qui a trait au point d'achat et aux modalités de transport.

Diagramme 2-9

Volumes Contractuels à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Installations de Cogénération du Nord-est Américain par Catégories d'Acheteurs



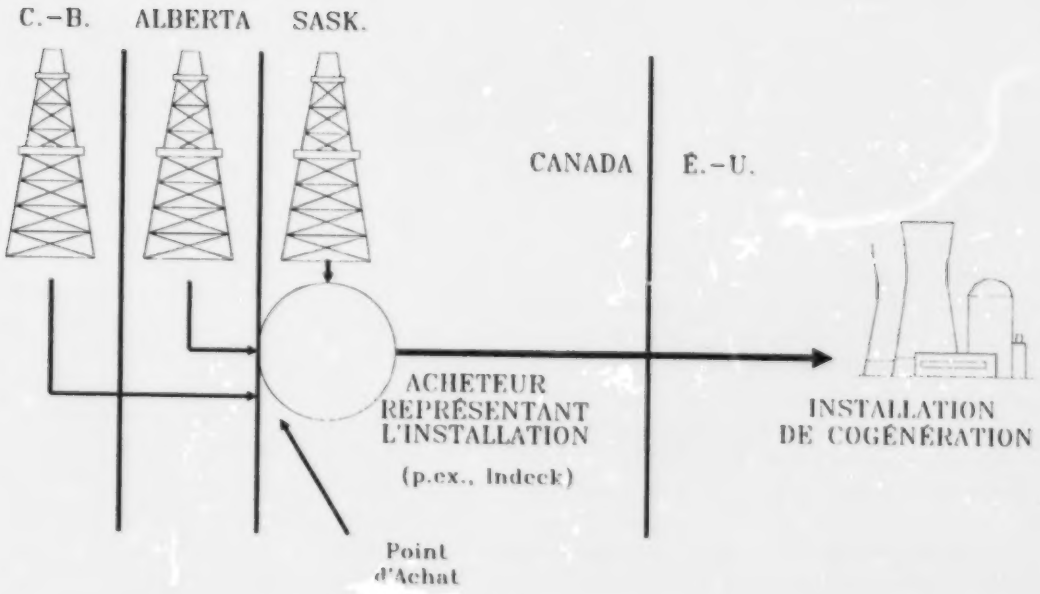
Le diagramme 2-9 révèle que même si de nombreux consortiums de fournisseurs traditionnels étaient présents sur le marché de la cogénération, ce sont les producteurs-distributeurs qui ont vendu les volumes les plus importants de gaz et qui ont négocié le plus grand nombre de nouveaux contrats avec ce nouveau secteur.

Dans la plupart des cas, les consortiums de fournisseurs traditionnels ont conservé leurs normes contractuelles pour les ventes de gaz au secteur de la cogénération. Aux termes de ces contrats, le gaz est vendu à l'usine de cogénération au point d'exportation (p. ex., Iroquois ou Niagara Falls, Ontario) et le consortium a la capacité de transport requise au Canada.

De nombreux producteurs-distributeurs et propriétaires d'installations de cogénération ont eu recours à des structures de contrats non traditionnelles. Souvent, une installation de cogénération devient son propre consortium de fournisseurs et achète du gaz à un ou plusieurs vendeurs au point d'accès au réseau pipelinier de TransCanada, en Alberta ou en Saskatchewan. L'usine de cogénération ou son mandataire réserveront la capacité de transport requise à TransCanada jusqu'au point d'exportation. (Dans certains cas, l'usine de cogénération a transféré la capacité de transport louée à TransCanada au producteur-distributeur, pour que ce dernier l'administre).

Diagramme 2-10

Contrats d'Approvisionnement en Gaz : Cogénérations du Nord-est Américain



Au mois de décembre 1991, les 30 contrats passés avec des usines de cogénération du Nord-est américain, sur un total de 46 contrats, étaient conformes à la structure illustrée au Diagramme 2-10.

2.2.5 Midwest américain

Depuis la fin des années 50, le Midwest américain a été le plus grand débouché pour le canadien. Avant 1985, les quelques contrats en vigueur sur ce marché régissaient la livraison par les consortiums de fournisseurs traditionnels, aux points d'exportation de Monchy en Saskatchewan et d'Emerson au Manitoba, de grandes quantités de gaz destinées aux pipelines interétatiques américains. (Diagramme 2-11).

Ce marché a été fortement touché par la restructuration de l'économie du Midwest américain au cours des années 80, ainsi que par la nouvelle réglementation du gaz naturel aux États-Unis. Depuis le milieu des années 80, les consortiums canadiens ont pris des mesures pour «se dégager» de bon nombre de contrats qui avaient été conclus avec des pipelines interétatiques et négocier directement avec les SDL du Midwest. Toutefois, ce processus s'est avéré très lent en raison de la complexité des ententes contractuelles conclues entre les pipelines interétatiques, les SDL et les consortiums de fournisseurs, et des engagements de prise obligatoire encore en vigueur.

Depuis 1985, au fur et à mesure que les contrats à long terme initialement conclus venaient à expiration, plusieurs SDL du Midwest américain et pipelines interétatiques ont commencé à renouveler leur contrat d'achat, directement avec le consortium de fournisseurs initial ou avec plusieurs fournisseurs.

Ces dernières années, le volume total de gaz vendu au Midwest américain dans le cadre de contrats à long terme a diminué. Le Diagramme 2-11 révèle que, contrairement à ce que l'on constate pour le Nord-est américain, les installations de cogénération du Midwest américain ne constituent pas actuellement un débouché important pour le gaz canadien, et que les SDL achètent moins de gaz que les pipelines interétatiques. En outre, 80 p. 100 du gaz destiné au Midwest américain dans le cadre de contrats à long terme est vendu par les consortiums de fournisseurs traditionnels : Pan-Alberta, ProGas et WGML.

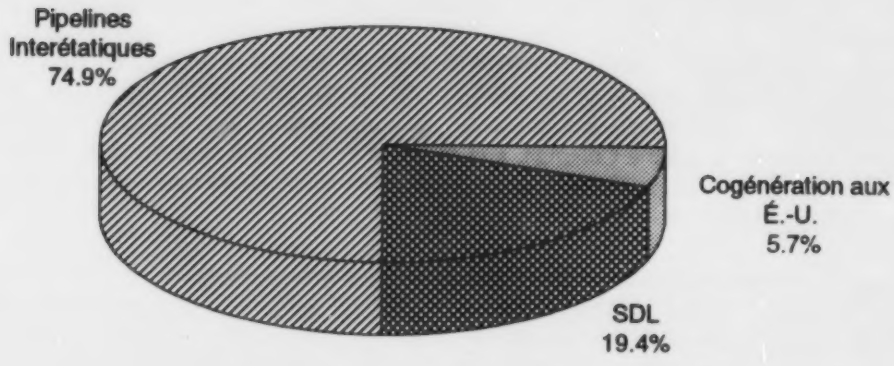
Par ailleurs, tout le gaz destiné au Midwest américain est vendu au point d'exportation, à l'exception de trois contrats récents dans le cadre desquels les distributeurs, à savoir Pan-Alberta, WGML et Mobil Oil Canada (Mobil), détiennent de la capacité sur le pipeline américain Northern Border Pipeline et pourront ainsi vendre du gaz à l'acheteur américain (Northern Natural Gas Company) à Ventura, Iowa (terminus actuel du réseau pipelinier Northern Border Pipeline). C'est la première fois, pour ce qui est de ces contrats, qu'un point de vente principal entre un vendeur et un acheteur de gaz canadien lié par un contrat se trouve au sud de la frontière canado-américaine.

Une deuxième exception notoire est la récente entente conclue entre Amoco Canada Petroleum Company Limited (Amoco) et Northern States Power Company (NSP), une SDL du Midwest américain, aux termes de laquelle NSP détiendra la capacité pipelinière sur TransCanada à partir d'Empress, en Alberta.

Le comportement relativement statique du marché du Midwest américain par rapport aux autres régions s'explique en grande partie par l'absence de croissance de la demande de gaz garantie par des contrats à long terme. Ceci s'explique par l'existence d'un réseau pipelinier qui facilite l'accès au Centre du continent américain et de l'achat ponctuel de gaz sur la côte du golfe du Mexique. En outre, la plupart des contrats

Diagramme 2-11

Volumes Contractuels à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Midwest Américain par Catégories d'Acheteurs



Quantité Totale: 42 10^6 m^3/j (1465 mpcj)

actuels sont en vigueur depuis les années 70 et peuvent être difficilement modifiés. Au fur et à mesure qu'ils viennent à expiration, ils sont remplacés par de nouveaux contrats négociés directement entre le vendeur et les SDL.

2.2.6 Californie

Jusqu'à tout récemment, la déréglementation du gaz naturel n'a guère modifié la structure des contrats à long terme pour l'approvisionnement en Californie. Le marché californien a été alimenté en grande partie par deux consortiums de fournisseurs traditionnels, A&S et Pan-Alberta, sous deux régimes contractuels distincts.

Le contrat conclu entre A&S et la Pacific Gas Transmission Company (PGT) est l'un des premiers contrats à long terme régissant la vente du gaz de l'Ouest canadien et, aujourd'hui, il est encore le plus important de ce type. Ce contrat se distingue également par d'autres caractéristiques importantes. Contrairement à d'autres consortiums de fournisseurs, A&S est une filiale en propriété exclusive de l'acheteur, Pacific Gas and Electric Company (PG&E), une grande SDL qui dessert le Nord de la Californie. PG&E est à la fois un consortium de fournisseurs et un consortium de demandeurs, et achète le gaz albertain à l'entrée

du gisement (par l'entremise de sa filiale A&S) plutôt qu'au point d'exportation, conformément au modèle adopté par les SDL de l'Alberta avec Sask Energy (Diagramme 2-2). A&S vend du gaz à PGT au point d'exportation et PGT transporte le gaz à frontière du nord de la Californie et de l'Oregon où le gaz est vendu à PG&E. Comme A&S, PGT est une filiale en propriété exclusive de PG&E.[9]

Le deuxième contrat d'approvisionnement de la Californie a été signé entre Pan-Alberta et Southern California Company (SoCal), qui a adopté un cadre d'exportation traditionnel,[10] la vente entre le consortium de fournisseurs et l'acheteur s'effectuant au point d'exportation (Kingsgate, C.-B.) (Diagramme 2-1).

Au printemps de 1991, quatre nouveaux contrats ont été signés entre SoCal Edison, un grand service public d'électricité, trois producteurs-distributeurs et un consortium de fournisseurs. L'acheteur, SoCal Edison achètera le gaz au Canada à Coleman, à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, et contrôlera la capacité de transport vers le sud à partir de ce point, plutôt que d'acheter le gaz au point d'exportation, à Kingsgate, C.-B.

Ces quelques dernières années, dans le cadre des propositions d'aménagement du pipeline d'Altamont Gas Transmission Company Limited et d'expansion du réseau PGT jusqu'en Californie, plusieurs nouveaux contrats ont été négociés directement entre des acheteurs californiens et des producteurs-distributeurs canadiens. Ces contrats n'ont pas été rendus publics et ne font pas partie de la présente étude.

2.2.7 Côte nord-ouest du Pacifique aux États-Unis (incluant l'Idaho et le Nevada)

Pendant de nombreuses années, le marché de la Côte nord-ouest du Pacifique aux États-Unis a été régi par la structure contractuelle traditionnelle, dans le cadre de laquelle Westcoast et B.C.P.C., qui était alors une société d'État provinciale[11], servait de consortium de fournisseurs qui vendait le gaz à un acheteur attitré, la Northwest Pipeline Corporation (Northwest Pipe), le principal pipeline interétatique qui alimente le Nord-ouest des États-Unis. En 1988, Northwest Pipe, invoquant un «cas de force majeure», a résilié ses contrats avec Westcoast.

Après la résiliation des contrats signés avec Northwest Pipe, les acheteurs américains et les vendeurs canadiens ont commencé à bâtir de nouvelles relations contractuelles. Depuis 1988, au moins 13 ententes à long terme totalisant 7,8 x 10^6 m^3/J (275 mpcj) ont été conclues entre des consortiums de fournisseurs et des producteurs-distributeurs de la C.-B. et de l'Alberta et des SDL de la Côte nord-ouest du Pacifique

---

9 Au cours de l'automne 1991, PG&E a annoncé qu'elle se proposait de vendre son pipeline PGT à TransCanada.

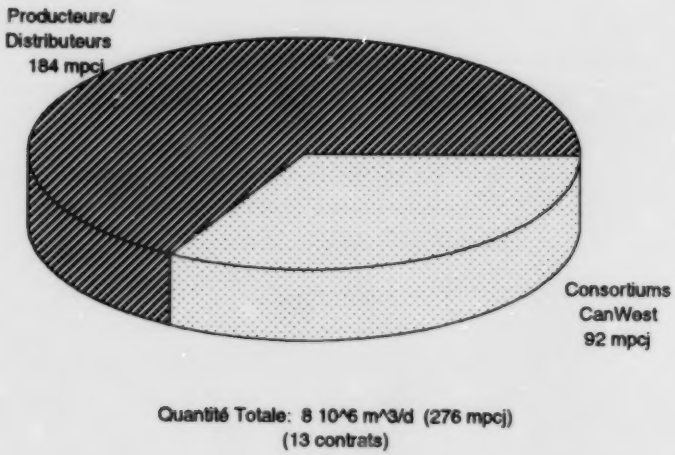
10 La filière contractuelle va de Pan-Alberta à Pacific Interstate Transmission Company (PITCO) via la Northwest Alaskan Pipeline Co. Ces transactions s'effectuent au point d'exportation, à Kingsgate, Colombie-Britannique. PITCO revend le gaz à SoCal à la frontière de l'Arizona et de la Californie. PITCO et SoCal sont toutes deux des filiales de Pacific Enterprises.

11 Les activités d'achat de gaz de B.C.P.C. ont été privatisées en 1990 et restructurées sous la dénomination CanWest.

(Diagramme 2-12). Chacun de ces contrats s'inscrit dans la structure contractuelle traditionnelle qui fixe le lieu des négociations des principales opérations de vente entre l'acheteur et le vendeur au point d'exportation de Huntington, C.-B. (Diagramme 2-1). Au début de 1992, trois nouveaux contrats à long terme signés avec des installations de cogénération de la côte du nord-ouest du Pacifique aux États-Unis ont été déposés auprès de l'ONÉ. Ils représentent un débit de 1 047,6 x 10^3/J (37 mpcj). (Ces contrats n'ont pas été inclus dans la présente étude.)

Diagramme 2-12

Volumes Contractuels à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Côte Nord-ouest du Pacifique aux États-Unis par Catégories d'Acheteurs



2.3 Changements apportés aux contrats à long terme

2.3.1 Contrats à court terme et contrats à long terme

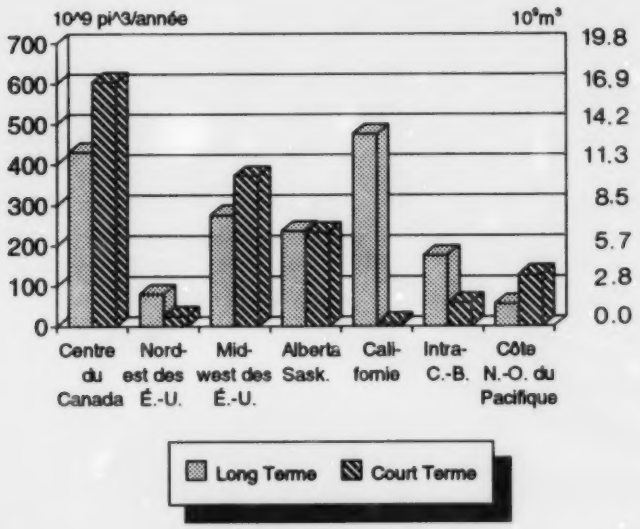
L'accroissement des ventes à court terme (livraison obligatoire pendant un maximum de cinq ans bien que la plupart des ventes à court terme visent des périodes de deux ans ou moins) et l'augmentation des ventes ponctuelles de gaz (ventes sans garantie, avec des délais de livraison qui ne dépassent pas 30 jours) constituent les plus importants changements survenus depuis la déréglementation de l'industrie du gaz naturel au Canada et aux États-Unis. Avant la déréglementation, la presque totalité du gaz de l'Ouest canadien était vendu au terme d'une chaîne de contrats à long terme, à l'exception du dernier maillon entre

les SDL et les utilisateurs ultimes où l'on retrouvait principalement des contrats à court terme. Depuis les changements qui ont permis aux consommateurs canadiens des secteurs industriel et commercial d'acheter le gaz directement des producteurs-distributeurs ou des consortiums de fournisseurs, le recours aux contrats à court terme s'est généralisé. Aux États-Unis, les utilisateurs ultimes qui achètent le gaz directement des producteurs-distributeurs et des consortiums de fournisseurs préfèrent les transactions ponctuelles. En outre, bon nombre de SDL américaines achètent, au comptant, le gaz supplémentaire dont elles ont besoin, y compris des importations ponctuelles en provenance du Canada. Les SDL canadiennes continuent à combler leurs besoins en gaz de réseau dans le cadre de contrats à long terme, dans le but d'alimenter principalement le secteur résidentiel.

Le Diagramme 2-13 illustre, à partir des données relatives aux ventes réalisées en 1990, l'importance des ventes à court terme (ventes ponctuelles et ventes fermes à court terme) par rapport aux ventes à long terme de gaz de l'Ouest canadien dans chaque zone commerciale.

Diagramme 2-13

Ventes de Gaz Canadien Réalisées en 1990 : Contrats à Long et à Court Terme par Marchés Régionaux



Dans le Nord-est américain, on s'attend à ce que la circulation du gaz aux termes de contrats à long terme augmente sensiblement en 1992 et 1993, vu l'ouverture récente du pipeline Iroquois. En outre,

l'acheminement des volumes à long terme s'étendra à la zone commerciale des côtes américaines du nord-ouest du Pacifique au fur et à mesure que plusieurs contrats négociés en 1990 et 1991 entreront en vigueur.

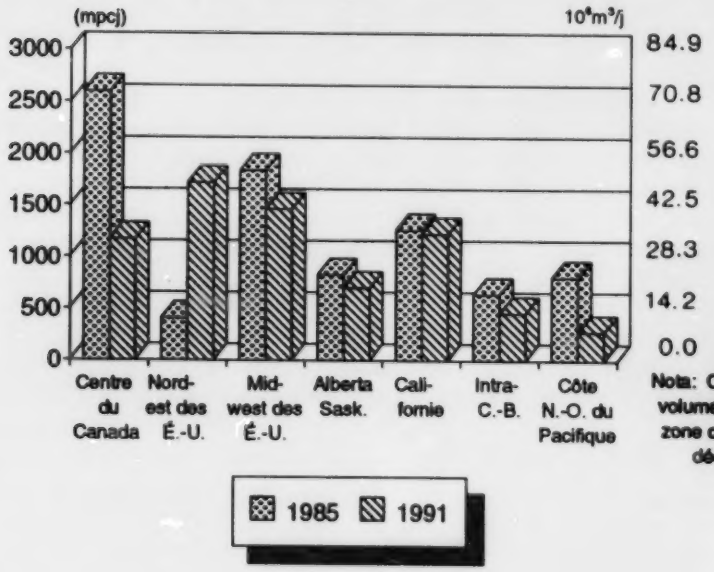
2.3.2 Évolution des volumes faisant l'objet de contrats à long terme depuis 1985

Par suite de l'émergence des ventes à court terme en 1985, on a constaté une évolution notable du volume de gaz destiné aux marchés intérieurs et d'exportation aux termes de contrats à long terme. Pour ce qui est des volumes contractuels totaux, les quantités de gaz prescrites dans les contrats à long terme ont baissé de 16 p. 100 pour passer de 235 x 10^6 m^3/J (8 290 mpcj ou 3,0 Tpc/année) à 198,6 x 10^6 m^3/J (7 000 mpcj ou 2,5 Tpc/année). Il y a eu une diminution des volumes contractuels à long terme dans chaque zone commerciale, y compris sur les marchés intérieurs, à l'exception du Nord-est américain. L'évolution des volumes contractuels dans chaque zone commerciale est illustrée au Diagramme 2-14.

La chute radicale des volumes contractuels à long terme sur les marchés intérieurs, particulièrement en ce qui concerne le Centre du Canada, s'explique par le grand nombre de consommateurs des secteurs industriel et commercial qui ont remplacé les contrats d'approvisionnement de gaz à long terme par des contrats à court terme. L'accroissement des volumes de gaz destinés au Nord-est américain fait suite à la croissance de la demande et à la nécessité de conclure des contrats d'approvisionnement à long terme pour garantir une capacité accrue de transport par pipeline et financer des projets de cogénération.

Diagramme 2-14

Volumes Contractuels à Long Terme : par Marchés Régionaux en 1985 et 1991



Nota: Ce diagramme présente les volumes contractuels de chaque zone commerciale aux mois de décembre 1985 et 1991.

La baisse du volume de gaz destiné, en vertu de contrats à long terme, au Midwest américain (qui est redevenu le plus important marché d'exportation pour le gaz canadien), est née de la compression de la demande totale de gaz dans cette zone commerciale, de l'habitude des SDL américaines d'acheter leurs suppléments de gaz sur une base ponctuelle et de la réduction de la demande auprès des importateurs traditionnels de gaz canadien, à savoir les pipelines interétatiques des États-Unis.

Le volume du gaz canadien destiné au marché californien n'a guère fluctué depuis 1985. Toutefois, on s'attend à une augmentation du volume de gaz faisant l'objet de contrats à long terme au cours des 12 à 18 prochains mois, à mesure que l'ONÉ recevra des demandes d'exportation visant à supporter la capacité pipelinière additionnelle prévue pour desservir ce marché.

Le facteur de charge, à savoir la quantité réelle de gaz vendue annuellement par rapport aux quantités contractuelles, pour chacun des contrats, varie considérablement d'un contrat à l'autre. Tout dépend de l'obligation d'approvisionnement de l'acheteur, de la relation entre les prix à court et à long terme, de la capacité de stockage et de la capacité pipelinière disponibles, des conditions climatiques régionales et de la conjoncture économique.

2.3.3 Acheteurs de gaz ayant signé des contrats à long terme

Outre la baisse du volume total de gaz vendu à long terme, l'importance respective des divers types d'acheteurs américains s'est également modifiée. Le Diagramme 2-15 nous révèle que les SDL canadiennes et américaines demeurent les plus importants acheteurs de gaz ayant des contrats à long terme. La cogénération aux États-Unis soit un secteur en pleine croissance. En 1985, les installations de cogénération n'ont pas acheté de gaz. À la fin de 1991, 15 p. 100 des volumes contractuels négociés à long terme étaient destinés aux installations de cogénération américaines. (Diagramme 2-16) L'importance des pipelines interétatiques américains à titre d'acheteurs de gaz canadien n'a pas cessé de décliner depuis 1985.

Diagramme 2-15

Volumes Contractuels à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : par Catégories d'Acheteurs

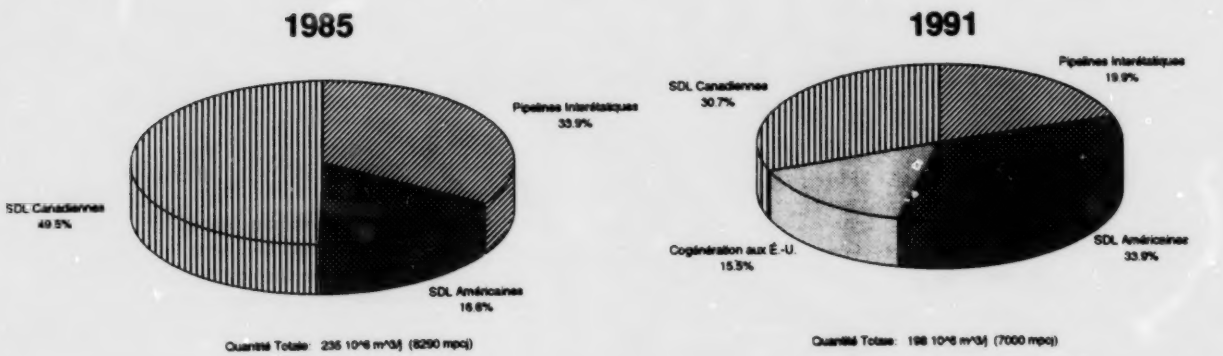
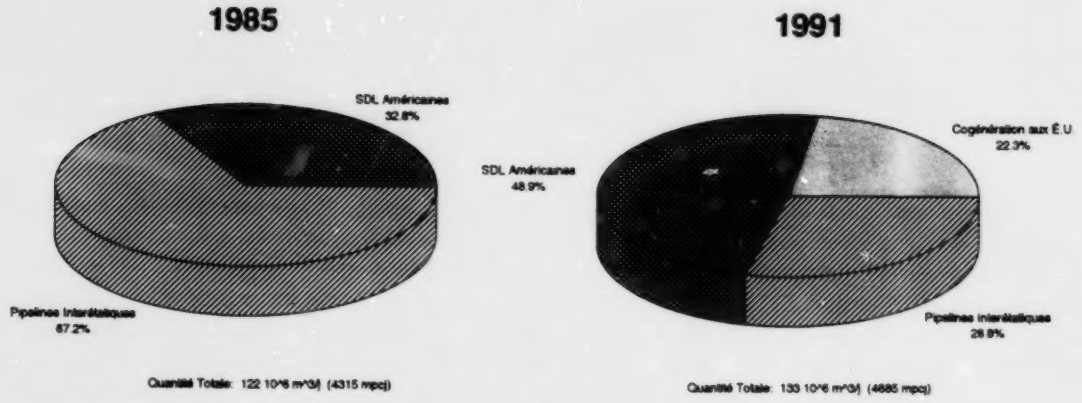


Diagramme 2-16

Volumes Contractuels à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : par Catégories d'Acheteurs Américains



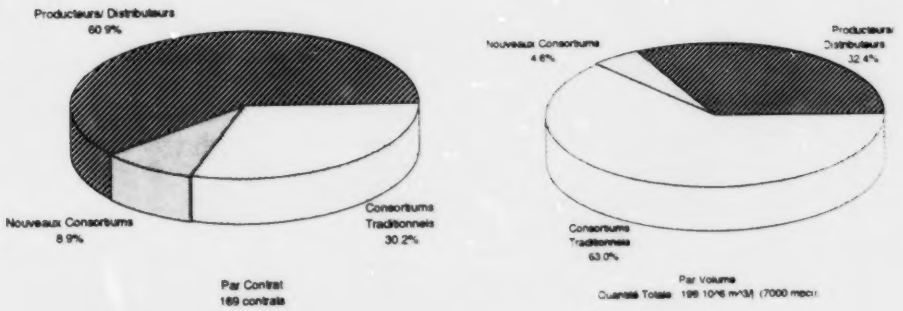
2.3.4 Distributeurs de gaz canadien (contrats à long terme)

Jusqu'en 1985, excepté en Alberta et en Saskatchewan, toutes les ventes de gaz à long terme aux consommateurs se faisaient par un petit nombre de consortiums de fournisseurs traditionnels comprenant Consolidated Natural Gas Company, Pan-Alberta, ProGas, TransCanada (actuellement WGML), et Westcoast-B.C.P.C. (actuellement CanWest). En 1991, plusieurs nouveaux intervenants avaient fait leur apparition sur le marché à titre de producteurs-distributeurs (p. ex. BP Resources Canada Limited, Mobil, Poco et Shell) ou de consortiums de fournisseurs (p. ex., Direct Energy Marketing Limited, Northridge et Unigas).

En 1985, tout le gaz faisant l'objet de contrats à long terme à l'extérieur du marché de l'Alberta et de la Saskatchewan était vendu par des consortiums de fournisseurs traditionnels. Le Diagramme 2-17, ci-dessous, illustre la part de marché détenue par différents types de fournisseurs de gaz naturel, dans le cadre de ventes à long terme.

Diagramme 2-17

Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel par Catégories de Fournisseurs en 1991



2.4 Période de validité ou durée des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz

La période de validité d'un contrat d'approvisionnement en gaz dépend de plusieurs facteurs, en plus du désir du vendeur de se conserver un débouché durable et des exigences de l'acheteur quant à la fiabilité de la source d'approvisionnement. D'autres considérations entrent en ligne de compte lorsque les acheteurs et les vendeurs négocient un contrat de livraison de gaz qui exige une capacité pipelinière accrue pour le transport du point de production au point de consommation. En vue de garantir l'approbation officielle et le financement de nouvelles installations de transport de gaz par pipeline, tant au Canada qu'aux États-Unis, il est souvent nécessaire de démontrer que l'acheteur s'engage à se procurer du gaz à long terme et que le vendeur s'engage à en fournir pour assurer le recouvrement des coûts de l'investissement. Généralement, cet engagement se concrétise par un contrat à long terme pour la vente et l'achat de gaz ainsi qu'un contrat de livraison de gaz sur les divers systèmes pipeliniers détenu soit par le vendeur soit par l'acheteur de gaz. De la même façon, les acheteurs qui construisent des installations de cogénération en s'appuyant sur un plan de financement de projet peuvent également exiger des engagements d'approvisionnement en gaz pour respecter les conditions financières imposées à la centrale de cogénération.

Au cours des années 70 et au début des années 80, la grande incertitude quant aux réserves des gisements

de gaz naturel a incité les acheteurs à se prévaloir, dans le cadre de leurs contrats d'approvisionnement, de la période de validité maximale autorisée par le législateur pour les permis provinciaux d'acheminement ou les licences d'exportation de l'ONÉ, soit une période de 20 ou 25 ans. Ces dernières années, les responsables de la réglementation se sont montrés peu enclins à autoriser des exportations pour des périodes de plus de 15 ans. En outre, quand les préoccupations relatives à la stabilité de l'approvisionnement en gaz naturel ont commencé à s'estomper dans le courant des années 80, la période de validité des contrats a été de plus en plus déterminée par les exigences du transport par pipeline et les conditions de financement.

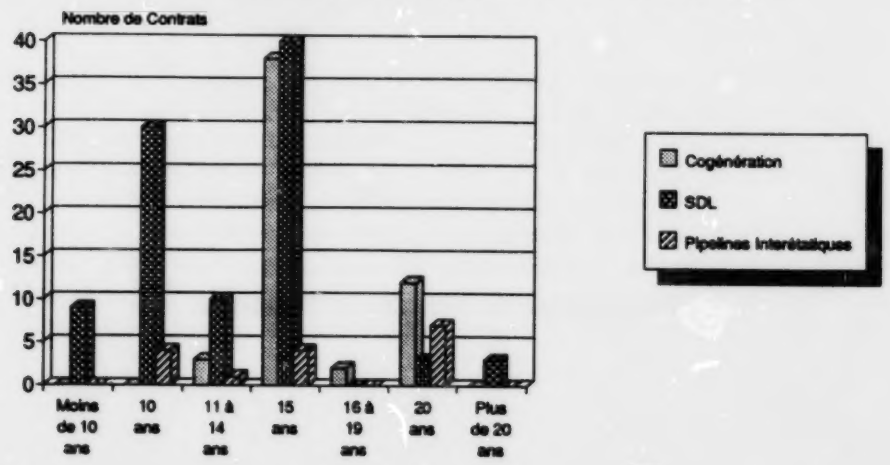
La plus grande partie des contrats à long terme pour les exportations et les ventes intérieures de gaz, encore en vigueur aujourd'hui, ont une période de validité de 15 ans (près de la moitié des 169 contrats, soit 81) et la plupart concernent les installations de cogénération ou les SDL (Diagramme 2-18). Les pipelines interétatiques représentent une petite proportion du nombre total des contrats d'une durée de 15 ans (4 contrats).

Les pipelines interétatiques ont tendance à conclure des contrats pour de plus longues périodes. Un volume d'environ 56,6 x 10^6 m^3/J (2 mpcj) fait l'objet de contrats d'une durée de 20 ans. De ce volume, 20,7 x 10^6 m^3/J (730 mpcj) ou 37 p. 100 concernent des pipelines interétatiques. Plusieurs plus petites entreprises de cogénération ont signé des contrats d'une durée de 20 ans (12 contrats). Les seules SDL ayant des contrats de 20 ans sont la SoCal et PG&E en Californie. D'après les données disponibles, plus de 90 p. 100 du volume de gaz faisant l'objet de contrats d'une durée de plus de 15 ans sont fournis par des consortiums traditionnels.

Le Diagramme 2-19 illustre clairement la tendance à la négociation de contrats à court terme depuis la déréglementation. Bien que la durée typique des contrats négociés par les SDL soit de 15 ans, ces dernières ont également signé, plus récemment, un grand nombre de contrats de 10 ans ou moins depuis la déréglementation des prix. À noter également que la plupart des contrats d'une durée de 10 ans négociés par les SDL ont remplacé les anciens contrats à long terme, sans nécessiter d'investissements

Diagramme 2-18

Durée des Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel par Catégories d'Acheteurs



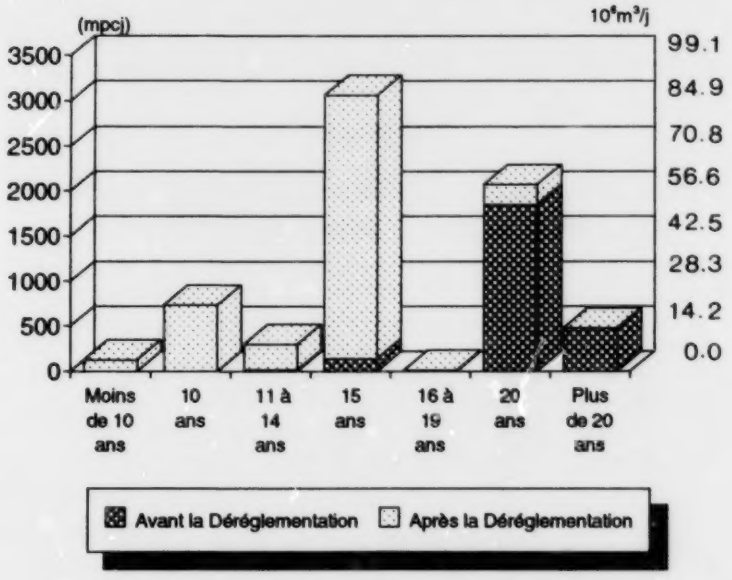
importants pour l'aménagement de nouvelles installations pipelinières. Tous les contrats à long terme d'une durée de moins de 10 ans concernent les SDL, et aucun d'entre eux ne nécessite de nouvelles installations pipelinières. (Dans la plupart des cas, ces contrats sont destinés à approvisionner le Centre du Canada et les SDL de la Colombie-Britannique).

De plus en plus, les signataires de contrats à long terme adoptent une disposition de «reconversion tacite». Ce genre de contrat précise explicitement que l'entente restera en vigueur d'une année à l'autre après l'expiration de la période de validité initiale, à moins qu'une des parties ne donne à l'autre un préavis de résiliation (généralement d'un an). Autrement dit, le contrat à long terme devient un contrat d'approvisionnement en gaz garanti pour un an. Ces contrats stipulent que toute prolongation est assujettie à la détention, par chacune des parties, des autorisations réglementaires requises.

Les données dont on dispose nous permettent également de déduire que, depuis la déréglementation, il existe une tendance à acheter ou à vendre du gaz acheminé par le réseau de pipelines existant dans le cadre de contrats d'une durée de plus en plus courte. Par contre, si la construction de nouvelles installations de pipelines s'impose et que l'acheteur ou le vendeur veulent faire financer le projet (p. ex. pour de nouvelles installations de cogénération), les parties voudront négocier des contrats de 15, voire de 20 ans.

Diagramme 2-19

Durée des Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel avant et après la Déréglementation



2.5 Envergure des contrats à long terme

Avant la déréglementation, le gaz de l'Ouest canadien était acheminé aux termes d'un nombre restreint de contrats de grande envergure. Les acheteurs américains typiques étaient les pipelines interétatiques qui alimentaient des marchés très étendus par l'entremise de mécanismes de revente à plusieurs SDL. Sur les marchés canadiens, les acheteurs étaient des SDL d'assez grande taille selon les normes américaines. Les SDL canadiennes agissaient à titre de consortiums de demandeurs pour tous les secteurs du marché couverts par leur franchise, y compris le secteur industriel. Avant 1985, si l'on exclut les contrats négociés entre les SDL de l'Alberta et de la Saskatchewan et les producteurs, il y avait moins de 50 contrats à long terme. (La taille moyenne des contrats de CWNG-NUL et Sask Energy est de moins de 56,6 x 10^3 m^3/J ou 2,0 mpcj.) La taille moyenne des contrats, mesurée d'après la QCJ, était d'environ 3,5 x 10^6 m^3/J (125 mpcj).

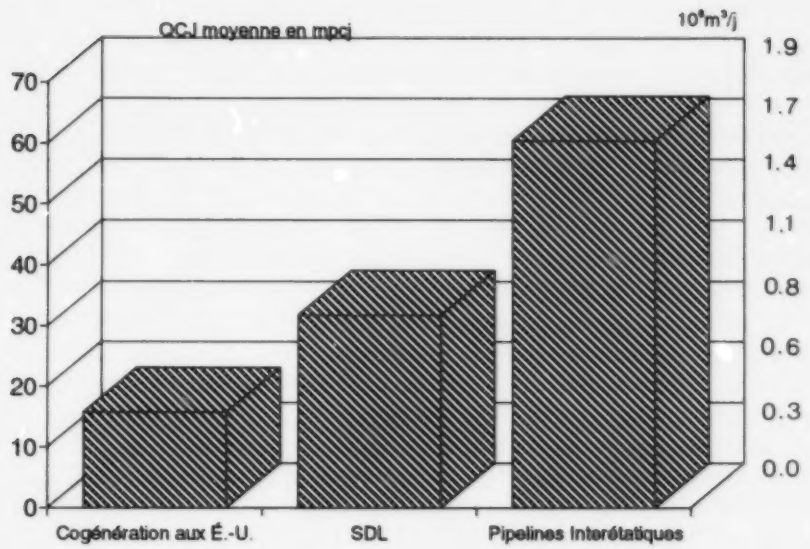
La déréglementation a eu plusieurs répercussions sur l'envergure des contrats. Premièrement, les acheteurs et les vendeurs se sont efforcés de diversifier leurs sources et leurs marchés d'approvisionnement en vue de renforcer la fiabilité de l'approvisionnement et la stabilité des ventes. Deuxièmement, le marché a commencé à accueillir des particuliers en tant qu'utilisateurs ultimes, dont les besoins d'approvisionnement en gaz étaient, de toute évidence, plus modestes que ceux des consortiums de demandeurs. Les achats directs par les utilisateurs ultimes se sont, dans une large mesure, substitués aux approvisionnements des SDL et des pipelines interétatiques, réduisant ainsi de beaucoup leurs besoins en gaz naturel dans certaines zones commerciales. Troisièmement, plusieurs producteurs-distributeurs ont fait leur entrée sur le marché. Ces sociétés ont des capacités d'approvisionnement plus réduites que les consortiums de fournisseurs et préfèrent généralement diversifier leurs ventes en négociant un plus grand nombre de petits contrats.

En outre, il y a eu la signature de 57 contrats d'approvisionnement pour des centrales de cogénération. Le volume moyen de ces contrats est de 425 x 10^3 m^3/J (15 à 16 mpcj)(Diagramme 2-20). Une installation de cogénération de 70 MW, qui est de taille normale, consomme environ 425 x 10^3 m^3/J (15 mpcj) de carburant. Les installations de cogénération ont souvent comblé leurs besoins d'approvisionnement en gaz en faisant appel à deux ou plusieurs fournisseurs. Pawtucket Power Associates Limited Partnerships est un exemple de centrale de cogénération qui a diversifié ses sources d'approvisionnement. Cette installation qui exploitera une installation de 60 MW à Rhode Island, a acheté ses réserves de gaz d'Opinac Exploration Limited et de Columbia Gas Development of Canada Limited [181 x 10^3 m^3/J (6,4 mpcj) chacune]. Pawtucket a signé un contrat avec Brymore Energy Ltd. pour administrer l'approvisionnement et s'occuper des modalités de transport.

La plus grande partie des contrats à long terme visés par l'étude concernent les SDL (92 contrats en tout, en excluant ceux de CWNG/NUL et de Sask Energy). Les contrats des SDL ont tendance à s'appliquer à des volumes beaucoup plus importants que les contrats passés avec les installations de cogénération. La taille moyenne d'un contrat négocié avec une SDL est d'environ 1,1 x 10^6 m^3/J (40 mpcj). Toutefois, depuis la déréglementation, les nouveaux contrats négociés par les SDL sont d'envergure plus modeste. Les contrats des SDL signés depuis 1985 ont une taille moyenne de 850 x 10^3 m^3/J (30 mpcj). Si l'on exclut le contrat de taille exceptionnelle signé entre ANE et WGML (7,8 x 10^6 m^3/J ou (275 mpcj), qui compte 16 acheteurs secondaires (SDL du Nord-est américain), ainsi que les contrats signés entre WGML et les SDL du Centre du Canada, la taille d'un contrat typique signé par les SDL serait de 650 x 10^3 m^3/J (23 mpcj).

Diagramme 2-20

Taille Moyenne des Contracts d'Approvisionnement en Gaz Naturel par Catégories d'Acheteurs



La taille des contrats passés avec les pipelines interétatiques a également diminué depuis la déréglementation, bon nombre de leurs clients ayant décidé d'accorder une importance croissante aux achats directs. La taille moyenne des contrats passés avec les pipelines interétatiques avant la déréglementation était de plus de 2,8 x 10^6 m^3/J (100 mpcj), comparativement à 1,7 x 10^6 m^3/J (60 mpcj) pour les contrats signés après 1985. À noter cependant que la taille moyenne des contrats passés avec les pipelines interétatiques varie beaucoup. Il n'est pas surprenant de constater que la plupart des contrats de grande envergure dont le volume dépasse 1 x 10^6 m^3/J (35 mpcj) sont signés par les consortiums traditionnels, à savoir WGML, ProGas et Pan-Alberta, qui contrôlent les réserves de gaz permettant d'honorer ce genre de contrats. La taille moyenne des contrats négociés par les producteurs-distributeurs est de 570 x 10^3 m^3/J ou 20 mpcj.

2.6 Résumé

Depuis la déréglementation du gaz naturel dans le milieu des années 80, plusieurs tendances importantes se sont dégagées dans la structure des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel. Toutefois, le rythme des changements a été inégal dans les principaux marchés régionaux pour le gaz de l'Ouest canadien.

Le plus grand changement s'est manifesté dans les contrats qui régissent la vente de gaz au Centre du Canada et dans le Nord-est américain. Les usages contractuels qui se sont développés sur ces deux marchés depuis 1985 ont servi de modèle aux changements survenus sur d'autres marchés tels que celui de la côte nord-ouest du Pacifique aux États-Unis et de la Colombie-Britannique. Des changements plus modestes ont été observés dans le Midwest américain, où plusieurs contrats signés avant 1985 sont encore en vigueur. Il n'y a eu pratiquement aucune modification dans la structure des contrats d'approvisionnement pour le marché de l'Alberta et de la Saskatchewan ou le marché californien. Dans le cas de la Californie, on s'attend à d'importants changements en matière de contrats au cours des deux prochaines années, changements qui pourraient infléchir davantage les usages en matière de contrats.

Voici les tendances principales observées dans la structure des contrats du marché pour le gaz canadien au cours des sept dernières années:

1. Il y a eu une augmentation spectaculaire des contrats fermes à court terme et des ventes ponctuelles de gaz naturel. La croissance des ventes à court terme a été la plus marquée dans le Midwest américain et dans le Centre du Canada. La tendance à la négociation de contrats de vente de gaz à court terme est censée se poursuivre sur les marchés où acheteurs et vendeurs ont accès à des réseaux de pipelines existants. La plupart des contrats à long terme négociés depuis la déréglementation ont une durée initiale de 15 ans, mais le nombre de ceux d'une durée de 10 ans ou moins augmente rapidement.

2. Un nouveau secteur commercial d'envergure, celui de la cogénération a fait son apparition dans le domaine de la vente de gaz à long terme, tant au Canada qu'aux États-Unis. (Le secteur de la cogénération au Canada n'est pas documenté dans le présent rapport). Jusqu'à ce jour, c'est dans le Nord-est américain que la croissance du secteur de la cogénération a été la plus marquée. Par ailleurs, même si le nombre des contrats négociés avec les services d'électricité était très modeste en 1991, ces derniers n'en représentent pas moins un marché virtuel d'importance pour les contrats d'approvisionnement en gaz à long terme.

3. L'importance des pipelines interétatiques américains et des SDL canadiennes, les acheteurs traditionnels de gaz sous contrats à long-terme a beaucoup diminué, alors que l'on a assisté à une hausse des achats directs de gaz canadien par les SDL américaines auprès des consortiums et des producteurs-distributeurs canadiens.

4. Les producteurs-distributeurs et les nouveaux consortiums sont arrivés sur le marché en grand nombre. Ces nouveaux intervenants ont joué un rôle très actif et innovatif dans leurs arrangements contractuels. Les consortiums de fournisseurs traditionnels y ont également maintenu leur rôle, mais ils ont perdu environ 35 p. 100 de leur marché à long terme (par volume) au profit des nouveaux venus.

5. Un grand nombre d'acheteurs ont préféré acheter du gaz, en amont des principaux réseaux de transport par pipeline, et ont négocié avec les sociétés de transport la capacité d'acheminement nécessaire.

6. Les arrangements contractuels sont devenus plus nombreux et les contrats "typiques" plus modestes. Ceci est le reflet de plusieurs acheteurs et vendeurs ainsi que la fragmentation du rôle des consortiums de fournisseurs et de demandeurs.

Chapitre 3

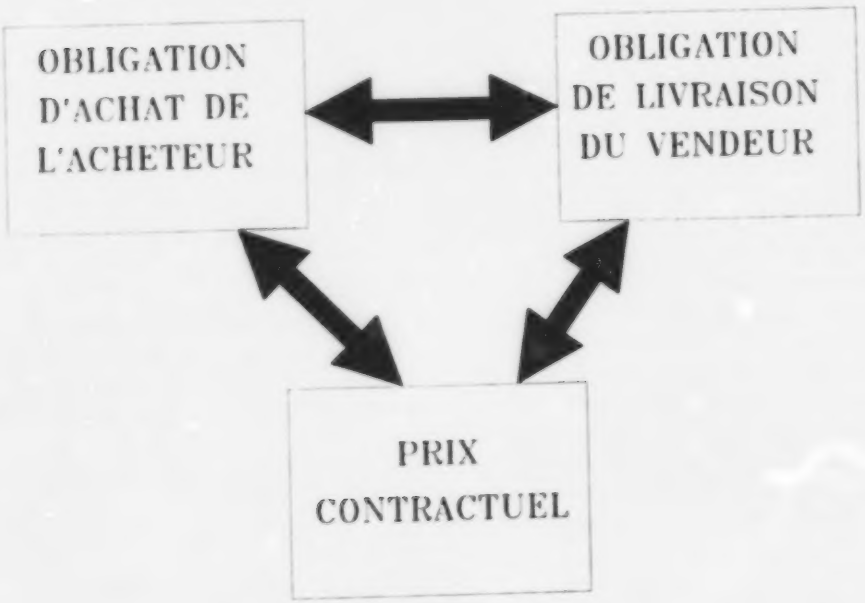
Modalités et Conditions des Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien

Contrairement aux contrats à court terme ou ponctuels d'approvisionnement en gaz naturel qui sont fortement normalisés, les contrats à long terme sont souvent le fruit d'une combinaison originale de modalités négociées pour satisfaire aux exigences particulières de l'acheteur et du vendeur. Le but principal de la plupart des contrats à long terme régissant la vente de gaz naturel de l'Ouest canadien est de garantir à l'acheteur un approvisionnement sûr et au vendeur un débouché commercial à long terme, et d'établir les fondements de relations d'affaires durables. D'où l'importance primordiale des modalités et conditions d'un contrat qui établissent les obligations de l'acheteur de s'approvisionner et celles du vendeur de livrer le produit.

La nature des modalités et conditions visant à fixer les éléments clés d'un contrat, les obligations de l'acheteur et celles du vendeur, et le prix contractuel varient selon que l'acheteur est une usine de cogénération, une SDL ou un pipeline interétatique (Diagramme 3-1). Les modalités et conditions varient également selon qu'il s'agit d'un producteur-distributeur ou d'un consortium de fournisseurs. L'équilibre entre les obligations de l'acheteur et celles du vendeur, et la relation entre cet équilibre et le prix du contrat dépendent des exigences des parties ainsi que de leur perception des risques inhérents et des conditions du marché au moment où le contrat est négocié.

Diagramme 3-1

Éléments Clés d'un Contrat à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien



Seul un petit nombre de parties ont signé des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel (11) provenant de l'Ouest canadien aux termes duquel le prix avait été fixé pour toute la durée du contrat. En effet, la plupart des contrats sont assortis de modalités d'établissement de prix souples, si bien que le prix contractuel peut fluctuer selon l'évolution des conditions du marché. Les mécanismes d'établissement des prix peuvent également comporter des ajustements particuliers tenant compte du prix à payer pour garantir le respect des obligations de l'acheteur et du vendeur (p. ex., les frais de stockage de réserves de gaz).

Il faut être prudent lorsqu'on évalue les éléments d'un contrat d'approvisionnement en gaz, et notamment le prix contractuel, sans tenir compte d'autres facteurs clés. Les trois facteurs clés d'une relation contractuelle sont étroitement liés et doivent être considérés ensemble lorsqu'on établit des comparaisons avec d'autres contrats. De la même façon, l'équilibre entre les principaux éléments d'un contrat dépendra de l'évolution des conditions du marché, et il faut faire preuve de circonspection lorsqu'on compare des contrats passés à des périodes différentes. Compte tenu de ces réserves, il convient d'analyser un contrat sur la base de ses trois éléments constitutifs pour bien cerner et comprendre les tendances qui peuvent se dégager quant aux principales modalités et conditions.

L'objectif de la présente section est d'examiner les tendances qui se dégagent dans les modalités et conditions pour faire respecter l'obligation de l'acheteur de s'approvisionner et celles du vendeur de livrer. Le déplacement du point d'équilibre entre ces deux éléments clés depuis la déréglementation est également abordé dans cette section. Il y sera également question des principes communs d'établissement des prix pour les contrats à long terme et des tendances les plus récentes.

3.1 Obligation de l'acheteur de se procurer du gaz

Pour la plupart des vendeurs, la raison d'être d'un contrat à long terme est de s'assurer un débouché stable pour une certaine partie de sa production de gaz. Afin d'atteindre cet objectif pendant la durée du contrat et avant de s'engager à satisfaire, sur demande, aux exigences de l'acheteur, le vendeur voudra s'assurer que l'acheteur s'engagera à se procurer, chez lui, au moins une proportion acceptable de la quantité contractuelle annuelle.

Les vendeurs s'exposent à deux grands risques lorsqu'ils signent un contrat garanti à long terme avec un acheteur. En premier lieu, il est possible que l'acheteur perde définitivement son marché par suite d'un changement structurel de la demande. C'est ce qui s'est produit sur un grand nombre de marchés américains lorsque, vers la fin des années 70 et au début des années 80, la demande énergétique s'est déplacée vers des sources autres que le gaz naturel dans les secteurs de l'industrie et de la production d'électricité. Cela inclut également les changements structuraux associés aux forces économiques causant la fermeture d'installations ainsi que la tendance de-industrialisation. C'est ce qui s'est également produit au Canada et aux États-Unis après la déréglementation de 1985, alors que les utilisateurs ultimes des secteurs industriel et commercial ont décidé d'acheter du gaz directement des producteur-distributeurs plutôt que des consortiums traditionnels de demandeurs, tels que les SDL et les pipelines interétatiques.

Le deuxième risque est que les acheteurs «explorent le marché» et commencent à s'approvisionner en gaz auprès d'autres fournisseurs, notamment en ayant recours à des achats ponctuels, à des prix généralement inférieurs au prix contractuel à long terme, avant que les quantités contractuelles aient été pleinement respectées.

Dans les contrats d'achat de gaz, il existe plusieurs mécanismes permettant de réduire ces risques et de consolider l'obligation de l'acheteur de s'approvisionner. Il sera question, ci-après, des tendances relatives à la mise en application de chacun de ces mécanismes depuis la déréglementation.

3.1.1 Engagements de prise obligatoire

Aux fins de la présente étude, la prise obligatoire est définie comme une obligation de l'acheteur de se procurer un volume de gaz précis au cours d'une période déterminée (p. ex. 50 ou 60 p. 100 de la quantité contractuelle mensuelle (QCM) ou de la quantité contractuelle annuelle (QCA)). Si l'acheteur ne respecte pas son obligation d'acheter le volume spécifié (pour autant que le vendeur ait été en mesure de livrer le gaz) pour des motifs autres qu'un cas de force majeure, il demeure tenu de payer le gaz à sa juste valeur marchande.

En réalité, l'acheteur a payé d'avance et peut, à tout le moins, récupérer le volume restant de gaz payé d'avance au cours des deux ou trois années suivantes et, souvent, avant la fin de la période contractuelle, compte tenu de la capacité de transport disponible. Le prix du gaz payé d'avance à la livraison varie d'un contrat à l'autre. Normalement, ce prix correspond au prix payé d'avance. Toutefois, certains contrats stipulent que la différence entre le prix payé d'avance et la valeur marchande au moment de la livraison sera remboursée à l'acheteur ou au vendeur. Bien que moins d'un quart des contrats à long terme ont une clause de prise obligatoire, ces contrats représentent un tiers des volumes totaux de l'échantillon examiné (Diagramme 3-2).

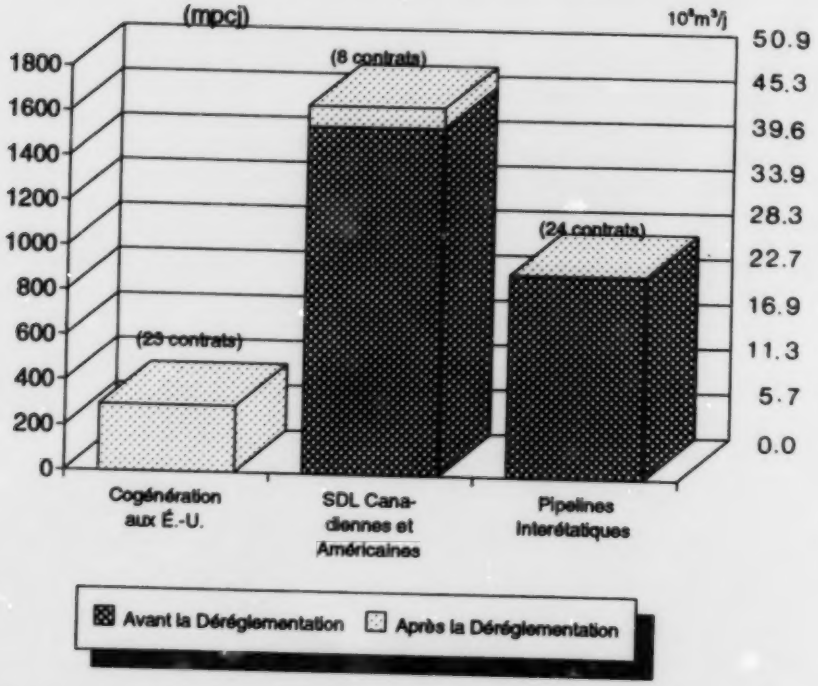
Au cours des années 70, la plupart des contrats d'exportation, de même que ceux passés entre les consortiums de fournisseurs et de producteurs, obligeaient l'acheteur à se procurer les quantités de gaz stipulées dans le contrat par l'entremise de clauses de prise obligatoire aux termes desquelles ce dernier devait payer, mensuellement ou annuellement, la plus grande partie, voire la totalité, des quantités de gaz prévues dans le contrat, qu'il accepte d'en prendre livraison ou non. Il n'était pas rare de voir des niveaux de prise obligatoire de 90 et de 100 p. 100. Le diagramme 3-3 démontre les niveaux de seuils de prise obligatoire dans les contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel canadien.

Toutefois, au cours des années 80, la demande américaine de gaz s'est très rapidement mise à décliner sur de nombreux marchés. Plusieurs consortiums de demandeurs américains (p. ex. les pipelines interétatiques et les SDL) se sont vus dans l'impossibilité de revendre la totalité du gaz canadien acheté à contrat. Ils ont donc été forcés d'accumuler, sous ce régime de prise obligatoire, d'importants volumes de gaz, ce qui les a placés dans une situation financière précaire. Par suite d'une série de négociations et d'ententes complexes, on a éliminé ou réduit sensiblement les engagements de prise obligatoire dans presque tous les contrats négociés avec les SDL et les pipelines interétatiques américains au cours des années 70. Parmi les contrats inclus dans la présente étude, seuls deux contrats négociés avec des consortiums de demandeurs après la déréglementation comprennent des clauses de prise obligatoire (CanWest avec Northwest Natural Gas Company et Amoco avec NSP). Tous les autres contrats couverts par l'étude, qui ont été négociés depuis la déréglementation et qui comprennent des clauses de prise obligatoire, se situent dans le secteur de la cogénération.

Contrairement à d'autres marchés, en Alberta et en Saskatchewan, un grand nombre de contrats négociés dans les années 60 et 70 entre CWNG-NUL et Sask Energy (les deux principaux consortiums de demandeurs) et les producteurs, continuent d'être assortis d'engagements de prise obligatoire élevés. Pour ce qui est du Centre du Canada, le seul contrat également négocié dans les années 70 et assorti d'un engagement de prise obligatoire est celui intervenu entre Pan-Alberta et Gmi. L'engagement de prise obligatoire a été supprimé du contrat en 1992. Sur les marchés de la Colombie-Britannique et du Centre du Canada, aucun des contrats négociés par les SDL depuis la déréglementation ne comprend d'engagements de prise obligatoire.

Diagramme 3-2

Volumes Contractuels à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Garantis par Prise Obligatoire par Catégories d'Acheteurs



Tant que les acheteurs restent persuadés qu'ils auront besoin de la plupart des quantités de gaz stipulées dans le contrat, les clauses de prise obligatoire constituent un moyen efficace de les obliger à s'approvisionner. Les acheteurs qui achètent du gaz à des fins de revente (p. ex., les consortiums de demandeurs) ont néanmoins tendance à s'éloigner des dispositions de prise obligatoire. Lorsqu'on a eu recours aux clauses de prise obligatoire, les niveaux seuils ont souvent été réduits pour éviter les difficultés du début des années 80 et pour tenir compte des inquiétudes que provoque, chez les consortiums de demandeurs, la tendance à l'approvisionnement direct constatée chez de nombreux utilisateurs ultimes. Enfin, la réglementation américaine, dont le décret 380 de la FERC[12], qui limite la capacité des pipelines interétatiques de recouvrer les coûts de prise obligatoire auprès de leur clientèle, a contribué à la tendance à s'éloigner des clauses de prise obligatoire.

Au moins 23 contrats de cogénération négociés depuis la déréglementation contiennent des dispositions de prise obligatoire sous une forme ou sous une autre. C'est le cas également d'un petit nombre de contrats dans lesquels l'acheteur paie d'avance la quantité contractuelle totale en versant une somme forfaitaire au vendeur avant le début de la livraison. Ces derniers sont, en réalité, des contrats de prise

---

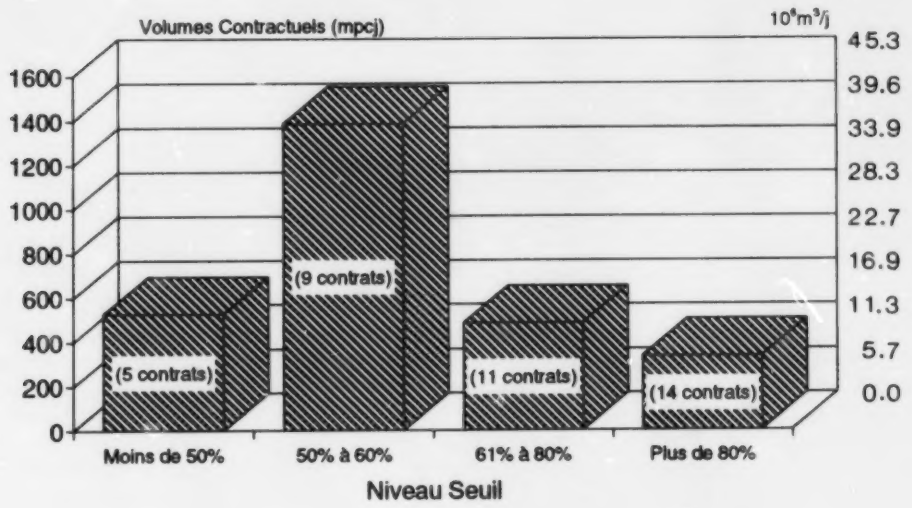
12 Décret 380 de la FERC - Décret promulgué en 1984 par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis qui interdisait de déduire les dépenses de gaz non engagées, dont les paiements de prise obligatoire, des factures minimales des pipelines interétatiques américains.

obligatoire à 100 p. 100 aux termes desquels le vendeur n'est nullement tenu de rembourser à l'acheteur le gaz qu'il n'a pas pris avant l'expiration du contrat, alors que certains contrats exigent un remboursement, sans intérêts, de la totalité ou d'une partie des volumes non livrés qui ont été payés d'avance. (Dans les contrats où l'acheteur a payé d'avance la totalité du gaz au début du contrat, le vendeur doit normalement conserver une lettre de crédit irrévocable couvrant la valeur du gaz payé d'avance.)

Consciente des risques financiers considérables imposés aux acheteurs par les clauses traditionnelles de prise obligatoire, La société ProGas a élaboré, en collaboration avec certains de ses clients du secteur de la cogénération, un mécanisme par lequel l'acheteur doit payer régulièrement des frais financiers sur toute différence de volume (p. ex., le taux préférentiel de la Banque canadienne impériale de commerce plus 2 p. 100, multiplié par le prix du produit), évitant ainsi les contraintes financières de paiements anticipés que le système de prise obligatoire traditionnel peut lui imposer. D'autres acheteurs du secteur de la cogénération ont accepté des engagements de prise obligatoire variant entre 60 et 80 p. 100 de la QCA, dans le cadre desquels les quantités payées d'avance peuvent être recouvrées par l'acheteur, généralement sur une période de trois à cinq ans, et toute quantité non livrée est remboursée à l'acheteur sans intérêts.

Diagramme 3-3

Niveaux Seuils de Prise Obligatoire dans les Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Pourcentage de la QCJ



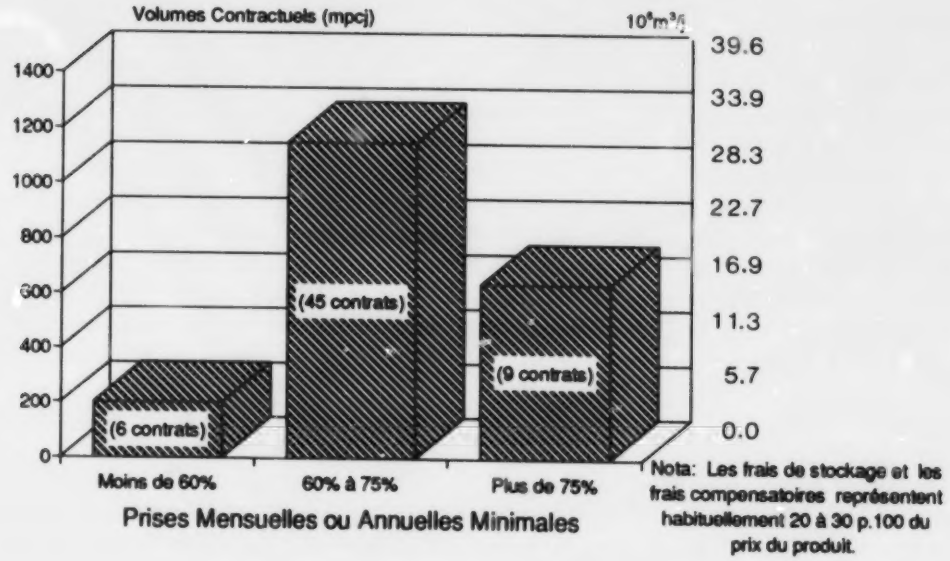
3.1.2 Paiements compensatoires

Plusieurs contrats négociés depuis la déréglementation comprennent une clause de paiement compensatoire, des frais de réservation ou des frais de stockage de réserves de gaz. Bien que les paiements compensatoires ou leur équivalent puissent être structurés de diverses manières, ils sont nés des mécanismes traditionnels de prise obligatoire et leurs répercussions sont similaires.

Comparativement à une obligation de faire un paiement compensatoire ou de payer des frais de stockage, une obligation de prise obligatoire oblige l'acheteur à payer le gaz à l'avance. Un paiement compensatoire est une reconnaissance explicite ou implicite d'un minimum de frais que le vendeur doit assumer pour être en mesure de respecter ses engagements contractuels. Les paiements compensatoires ne sont généralement pas recouvrables à une date ultérieure. À noter que, dans un nombre restreint de cas, l'acheteur peut recouvrer les paiements compensatoires, mais uniquement au cours de l'année ou des deux années qui suivent leur versement.

Diagramme 3-4

Niveaux Seuils de Paiement Compensatoire ou de Frais de Stockage des Réserves de Gaz dans les Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Pourcentage de la QCA



Avant la déréglementation, les seuls contrats incluant un paiement compensatoire ou l'équivalent étaient ceux négociés entre Pan-Alberta et les pipelines interétatiques Panhandle Eastern Pipe Line Company et Northern Natural Gas Company (Northern Natural). Depuis la déréglementation, au moins 40 contrats

signés sont assortis d'une clause de paiement compensatoire, de frais de réservation ou de frais de stockage de réserves de gaz. Le volume seuil typique d'un paiement compensatoire et d'un paiement de frais de stockage est de 60 à 75 p. 100 de la QCA (Diagramme 3-4).

Plusieurs nouveaux contrats (6) passés sur le marché de la côte nord-ouest du Pacifique aux États-Unis et la plupart de ceux conclus avec BC Gaz Inc. incluent des frais de stockage de réserves de gaz. Les principaux contrats assortis des frais de réservation sont ceux négociés entre WGML et les SDL de l'Ontario et du Québec. Dans certains circonstances,[13] les frais de réservation compris dans les contrats entre WGML et les SDL sont remboursables sans intérêts après deux ans.

Les frais de stockage et de réservation et les paiements compensatoires sont des concepts relativement récents qui n'ont pas encore fait leurs preuves. Ils visent à garantir au vendeur un niveau minimum de revenus tout en incitant l'acheteur à se procurer le volume seuil de gaz. Les vendeurs qui livrent du gaz aux pipelines interétatiques et aux SDL s'en prévalent souvent. À ce jour, ils n'ont pas été utilisés de façon généralisée dans les contrats d'approvisionnement des installations de cogénération.

3.1.3 Frais liés à la demande en services de pipeline

Dans le cadre de l'étude, presque tous les contrats d'approvisionnement en gaz exigeant du vendeur qu'il réserve la capacité pipelinière requise pour assurer la livraison des quantités commandées au point de vente obligent l'acheteur à payer les frais mensuels réglementaires liés à la demande en services de pipelines par le vendeur. Les frais liés à la demande en services de pipelines doivent être assurés par l'acheteur, que les quantités stipulées dans les contrats soient achetées ou non.

Bien que les acheteurs de gaz considèrent leur obligation de payer les frais liés à la demande en services de pipelines comme des «dépenses d'amortissement» lorsqu'ils prennent leurs décisions d'achats quotidiennes ou mensuelles, nombreux sont les vendeurs qui se fient aux frais liés à la demande en services de pipelines pour encourager l'acheteur à respecter un facteur de charge élevé lorsqu'il passe sa commande. Selon les données disponibles, au cours de la dernière décennie, les frais liés à la demande en services de pipelines n'ont pas incité davantage les acheteurs à respecter leurs obligations de se procurer les quantités prescrites. C'est notamment le cas des acheteurs aux sources d'approvisionnement variées, qui ont accès à plusieurs pipelines. Les frais liés à la demande en services de pipelines n'ont fourni au vendeur qu'une protection minimale, sauf pour ce qui est du paiement des frais liés à la réservation de services de pipelines non utilisés.

Avant la déréglementation, les contrats ne stipulaient rien en ce qui concerne la capacité pipelinière non utilisée lorsque les acheteurs commandaient moins de gaz que leur QCJ. Bien que l'acheteur acquittait les frais liés à la demande en services de pipelines, le vendeur pouvait utiliser la capacité de transport en amont du point de livraison pour conclure des ventes avec des tierces parties, une disposition contractuelle souvent avantageuse lorsque le point de vente est un Centre de mise en marché important (p. ex.: Emerson, au Manitoba, ou Niagara Falls, en Ontario).

---

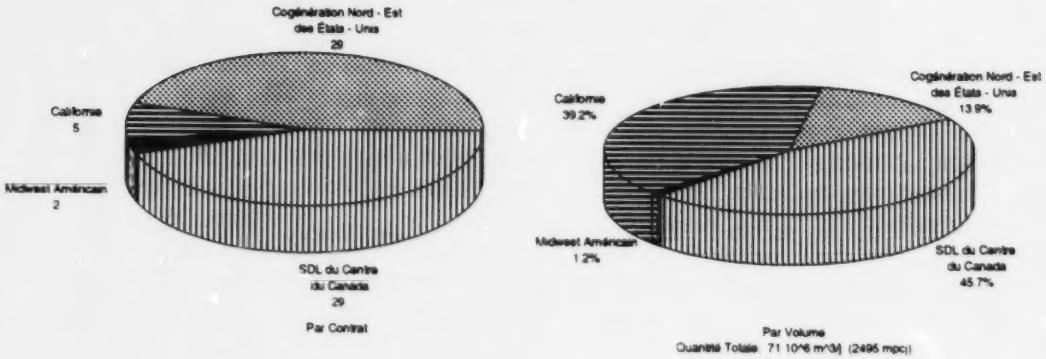
[13] Si la demande tombe en dessous des niveaux contractuels par suite de modifications dans les conditions climatiques ou économiques, les frais de réservation sont remboursables.

Lorsque le point de vente est à proximité des régions productrices (p. ex., à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan) et que la capacité de transport en aval de ce point est détenue par l'acheteur (Diagramme 3-5), l'obligation de payer les frais éventuellement liés à la demande en services de pipelines sont relativement faibles, et le risque que l'acheteur «explore le marché» à l'intérieur de la région productrice (p. ex. en Alberta et en Saskatchewan) s'accroît de beaucoup.

De plus en plus, ce sont les acheteurs et non les vendeurs qui négocient la capacité pipelinière requise. Depuis la déréglementation, on a assisté à la signature de 65 contrats couvrant un volume total de presque 70,8 x 10^6 m^3/J (2500 mpcj) aux termes desquels la responsabilité de négocier la capacité pipelinière en aval de l'Alberta appartient à l'acheteur.

Diagramme 3-5

Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Nombre de Contrats au Point de Vente à la Frontière de l'Alberta



Bon nombre de contrats (35) établis depuis la déréglementation stipulent expressément que le vendeur peut exploiter la capacité pipelinière délaissée par l'acheteur pour conclure des ventes avec une tierce partie. Dans certains cas, le vendeur s'est engagé envers l'acheteur à s'efforcer de négocier de telles ventes et à lui créditer l'ensemble ou une partie des frais liés à la demande en services de pipelines recouvrés par l'entremise de ces ventes à des tierces parties. Il s'agit-là de droits particulièrement importants lorsque le point de vente est situé à proximité du point de production, comme c'est le cas pour le point d'accès au réseau de TransCanada.

3.1.4 Pas d'autosubstitution

Comme nous l'avons mentionné précédemment, l'un des risques les plus sérieux auquel s'expose le vendeur dans le cadre d'un contrat à long terme est que l'acheteur ne se mette à «explorer le marché» pour acheter du gaz ailleurs à des prix généralement plus bas que les prix négociés, avant même d'avoir acheté la totalité des quantités contractuelles prescrites. Pour contrer ce risque, un mécanisme simple a été adopté après la déréglementation. L'acheteur s'engage explicitement à ne pas acheter de gaz supplémentaire avant d'avoir commandé toute la quantité prescrite par contrat. Si les commandes de l'acheteur n'atteignent pas les niveaux du contrat, la différence doit être, dans la mesure du possible, allouée à l'acheteur par tous les fournisseurs garantis qui la répartiront au prorata.

Plus de 50 contrats examinés dans le cadre de la présente étude comprennent une certaine forme d'engagement à ne pas recourir à l'autosubstitution. Dans quelques cas, cet engagement ne lie l'acheteur que si le prix du gaz fourni par le vendeur est concurrentiel, ou alors l'engagement se limite exclusivement au gaz canadien. (P. ex. l'acheteur s'est engagé uniquement à refuser du gaz canadien d'une autre source dans la mesure où il n'a pas atteint la quantité de gaz stipulée dans le contrat.)

Les clauses interdisant l'autosubstitution sont fort répandues dans les contrats qui comprennent des obligations minimales quant aux frais liés à la demande de services de pipelines, particulièrement lorsque le point de vente se situe près du point d'accès au réseau de TransCanada ou d'Alberta Natural Gas Company Ltd. Certaines des dispositions les plus contraignantes à l'encontre de l'autosubstitution ont été négociées depuis 1987 dans le cadre des 30 contrats à long terme signés avec les SDL du Centre du Canada. Tout contrat avec une SDL du Centre du Canada est assorti d'une clause interdisant l'autosubstitution. Plusieurs contrats d'approvisionnement conclus avec des installations américaines de cogénération comprennent également des dispositions interdisant l'autosubstitution, aux termes desquelles les propriétaires se sont engagés à ne pas acheter du gaz d'une tierce partie pour alimenter une installation de cogénération à moins que le contrat du vendeur ne soit pleinement respecté. Souvent, le contrat précise que si l'installation de cogénération a besoin de gaz supplémentaire, le propriétaire est tenu d'accorder au vendeur le premier droit de refus de fournir le gaz supplémentaire requis.

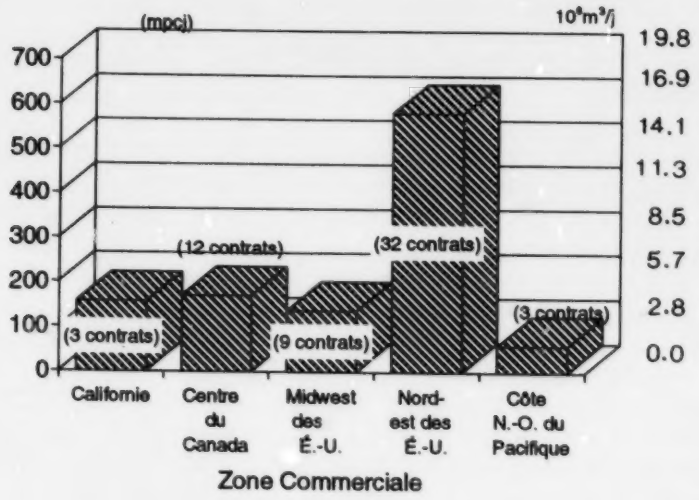
3.1.5 Droits du vendeur de réduire les quantités contractuelles

Un des risques les plus sérieux auxquels s'exposent les vendeurs dans le cadre des contrats à long terme est que l'acheteur limite ses commandes à des quantités nettement en deçà de la QCJ ou de la QCA pendant une longue période, habituellement par suite d'un changement structurel de la demande de gaz semblable à celui qui s'est produit sur plusieurs marchés américains, au début des années 80. Bon nombre de contrats signés au cours des années 70 exigent que le vendeur maintienne la productibilité promise à l'acheteur et qu'il fournisse la totalité de la QCJ, même si, pendant plusieurs années, l'acheteur a maintenu ses commandes bien en deçà de la QCJ. Dans ces cas, le vendeur ne peut réduire la QCJ sans le consentement de l'acheteur.

En vue de se prémunir contre ce risque, les vendeurs ont tendance à assortir les nouveaux contrats d'une clause qui leur donne le droit de réduire la QCJ stipulée dans le contrat lorsqu'un niveau-seuil de gaz n'est pas commandé au cours d'une période d'un ou deux ans. (Ce niveau-seuil est communément appelé «quantité de déclenchement annuelle», ou QDA.) Le diagramme 3-6 démontre les contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel canadien assortis de QDA.

Diagramme 3-6

Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Assortis de Quantités de Déclenchement Annuelles



Les quantités de déclenchement annuelles normales sont de 60 à 80 p. 100 de la QCA, bien que la plupart se situent à plus de 70 p. 100 et que certaines atteignent même 100 p. 100. Si l'acheteur ne respecte pas son obligation d'acheter la QCA, le vendeur a le droit de réduire la QCJ en proportion de la quantité manquante. Ainsi, si la QDA se situe à 70 p. 100 de la QCA et que l'acheteur se procure 60 p. 100 de la QCA, le vendeur peut réduire, à titre permanent, la QCJ et la QCA de 70 p. 100 de la quantité manquante par rapport à la QDA[14]. Dans certains cas, l'acheteur a la possibilité d'acheter les volumes manquants au cours de l'année subséquente avant que le vendeur ne puisse exercer ses droits.

La raison d'être des QDA est de prémunir le vendeur contre des facteurs de charge chroniquement faibles pouvant résulter d'un changement structurel ou fondamental dans le profil de la demande de l'acheteur. Les QDA permettent au vendeur de libérer unilatéralement les réserves de gaz, de même que la productibilité et la capacité de transport prévues dans un contrat, pour réaffecter ces ressources à d'autres acheteurs.

---

[14] Réduction autorisée = $\frac{0,7\ (0,7\ \text{QDA} - 0,6\ \text{QCA})}{365}$

QCJ révisée = QCJ initiale - réduction autorisée

Les QDA représentent une tendance récente qui est apparue pour la première fois dans les contrats négociés au milieu des années 80 avec le Nord-est américain (p. ex. WGML-Boundary Gas, Inc.). Depuis, elles ont été largement exploitées dans les contrats entre les SDL canadiennes et américaines et les installations de cogénération, souvent de concert avec d'autres modalités et conditions destinées à assurer le respect de l'engagement de se procurer les quantités contractuelles.

3.1.6 Mécanismes d'ajustement du volume de la demande opérationnelle

Tel que mentionné précédemment, l'un des principaux risques que posent les contrats à long terme au vendeur est la possibilité que l'acheteur, notamment les consortiums de demandeurs qui achètent d'importants volumes de gaz à des fins de revente, perde sa clientèle. Cela peut se produire pour diverses raisons, y compris la perte de ventes à d'autres distributeurs de gaz, ce qui s'est produit sur une grande échelle depuis la déréglementation, de nombreux utilisateurs ultimes ayant décidé de s'approvisionner directement en gaz auprès des producteurs-distributeurs.

Il existe également un risque considérable pour des acheteurs tels que les SDL et les pipelines interétatiques, notamment lorsqu'un contrat d'approvisionnement en gaz est assorti de frais compensatoires ou de frais de réservation qui doivent être payés de toute façon, que le gaz ait été commandé ou non. Alors que les vendeurs se protègent souvent contre ce risque par des clauses de QDA qui leur permettent de libérer une partie des volumes contractuels, plusieurs acheteurs se sont également protégés contre la perte de ventes et de nouveaux débouchés à des concurrents en adoptant des mécanismes d'ajustement du volume de la demande opérationnelle (clauses VDO).

Une clause VDO permet à l'acheteur de réduire la quantité contractuelle mensuellement ou annuellement en soustrayant le volume des ventes perdues au profit d'autres distributeurs de gaz. Ce volume est normalement réparti au prorata entre l'ensemble des fournisseurs à long terme de l'acheteur.

À ce jour, ce sont les SDL approvisionnant les marchés du Centre du Canada et de la Colombie-Britannique qui ont fait le plus largement appel aux clauses VDO. Presque tous les contrats à long terme d'approvisionnement en gaz négociés par les SDL depuis 1986 comprennent une clause VDO. Les contrats négociés par CWNG-NUL avec les producteurs-distributeurs ont une clause de «désistement» qui permet à l'acheteur de réduire les quantités contractuelles si ses besoins en gaz diminuent. Northern Natural, un important pipeline interétatique qui dessert le Midwest américain, a également inséré une clause VDO dans chacun des cinq contrats à long terme négociés avec des vendeurs canadiens au cours des deux dernières années. Sur le marché du Nord-est américain, l'important contrat (51 MPCJ) conclu entre WGML-Niagara Mohawk Power Corporation et les SDL approvisionnant la partie Nord de l'État de New York est assorti d'un mécanisme d'ajustement du VDO.

Les quatre contrats récemment négociés entre SoCal Edison, une grande centrale électrique de Californie et ses fournisseurs canadiens contient un mécanisme d'ajustement du VDO plus général aux termes duquel l'acheteur peut réduire les quantités contractuelles si les innovations technologiques, la réglementation environnementale ou les techniques de maintien de la clientèle et de gestion de la charge réduisent ses besoins en gaz. SoCal Edison doit donner à ses fournisseurs un préavis de deux ans avant d'exercer son droit de réduire définitivement les quantités contractuelles et répartir cette réduction entre tous ses fournisseurs.

3.2 Engagement du vendeur à livrer

Les acheteurs se procurent du gaz en vertu de contrats à long terme pour s'assurer qu'ils disposeront d'une source fiable et sûre d'approvisionnement en gaz pendant une longue période, notamment lorsque la demande est très forte. L'obligation du vendeur de livrer les quantités contractuelles fait donc également partie intégrante d'un contrat à long terme. Plusieurs mécanismes permettent de garantir le respect des engagements pris par le vendeur. Le choix du mécanisme dépend des usages et de la politique adoptés par l'acheteur et le vendeur, du type de vendeur, de la nature de l'engagement de l'acheteur à s'approvisionner en gaz et des pratiques industrielles courantes. Les mécanismes les plus courants et les tendances à y faire appel sont discutés ci-après.

3.2.1 Réserves Consacrées

L'une des principales préoccupations d'un acheteur est de s'assurer que le vendeur dispose de réserves appropriées de gaz, ainsi que d'une productibilité et d'une capacité de transport par pipeline suffisantes pour garantir la livraison des quantités contractuelles pendant toute la durée du contrat. Une des façons pour les parties de réduire le risque d'une pénurie d'approvisionnement est de recourir au mécanisme des réserves consacrées, si bien que la livraison est alors garantie par une réserve de gaz suffisante.

En général, lorsque les réserves sont consacrées, le vendeur doit détenir le contrôle d'une quantité donnée de gaz pour garantir le respect de ses engagements contractuels. Les réserves consacrées restreignent habituellement le droit du vendeur de vendre du gaz stocké dans ces réserves à d'autres parties, sans l'autorisation préalable de l'acheteur.

Avant la déréglementation, alors que la presque totalité du gaz était vendue aux acheteurs par l'intermédiaire de consortiums de fournisseurs, les principaux contrats de vente entre acheteurs et vendeurs étaient fondés sur une productibilité non garantie par des réserves consacrées. La plupart des producteurs qui vendent du gaz à un consortium de fournisseurs le font dans le cadre de contrats garantis par des réserves. Toutefois, lorsque les acheteurs ont commencé à s'approvisionner directement auprès de producteurs-distributeurs, bon nombre d'entre eux ont exigé du vendeur qu'il leur alloue des réserves de gaz spécifiques pour garantir le contrat.

Treize contrats, soit près de la moitié de ceux négociés entre des SDL du Centre du Canada et des producteurs-distributeurs (à l'exception des contrats de la WGML), totalisant 15 p. 100 du volume contractuel total de ce marché, sont des contrats garantis par des réserves consacrées. En Alberta et en Saskatchewan, la plupart des contrats à long terme entre la CWNG-NUL, Sask Energy et les producteurs sont garantis par des réserves consacrées. En Colombie-Britannique, 20 p. 100 des volumes négociés par contrat avec B.C. Gas Inc. au cours des 24 derniers mois sont garantis par des réserves consacrées. Environ la moitié (41 p. 100) des contrats passés avec des installations de cogénération du Nord-est américain (31 p. 100 par volume) sont fondés sur des réserves consacrées.

En général, les plus petits producteurs-distributeurs tendent à garantir leurs livraisons en s'appuyant sur des réserves consacrées. Les consortiums de fournisseurs (p. ex., CanWest, ProGas et WGML,) et les grands producteurs-distributeurs ayant des sources d'approvisionnement diversifiées (p. ex., Amoco, Esso Resources Canada Limited, Mobil et Shell) assortissent normalement leurs contrats sur une base d'ententes axées sur la productibilité et, en général, n'allouent pas de réserves pour garantir leurs livraisons.

3.2.2 Garanties officielles

Les consortiums de fournisseurs et les grands producteurs-distributeurs garantissent fréquemment leurs livraisons en offrant des garanties officielles, sans engager ou allouer de quantités de gaz à des clients en particulier. Les garanties officielles peuvent revêtir plusieurs formes. Elles peuvent constituer un engagement contractuel relativement direct du vendeur de maintenir des réserves et une productibilité adéquates pour livrer les volumes commandés pendant toute la durée du contrat. Elles peuvent aussi être un engagement spécifique de maintenir un niveau précis des réserves totales en fonction du volume global des engagements contractuels du vendeur (p. ex., un ratio réserve-production égal ou supérieur à 10 est un ratio normal).

Les consortiums de fournisseurs qui ne disposent pas d'actifs importants peuvent offrir aux acheteurs une garantie officielle qui oblige le vendeur à maintenir un niveau minimal de réserves. Celles-ci sont elles-mêmes garanties par les réserves que le producteur a consacrées aux fournisseurs du consortium. Les grands producteurs-distributeurs (p. ex., Gulf Canada Limited, Shell) offriront d'habitude une garantie plus générale pour le maintien de réserves adéquates et d'une productibilité suffisante. Par exemple, le vendeur peut garantir qu'il est le véritable propriétaire du gaz et qu'il contrôle «des réserves de gaz suffisantes et une productibilité adéquate lui permettant de s'acquitter de ses obligations pendant toute la durée du contrat». Souvent, les vendeurs s'engagent aussi à ne pas passer de commandes supérieures à leurs réserves.

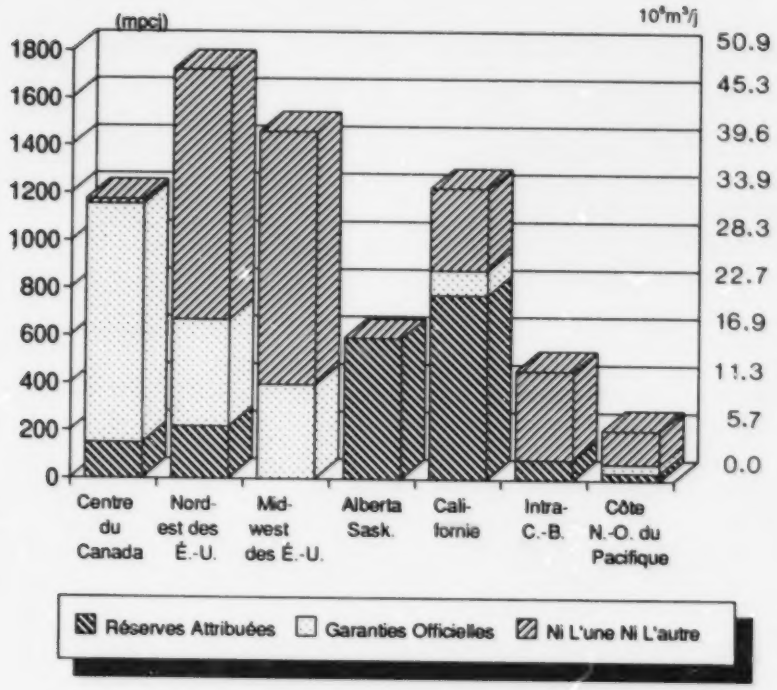
L'acheteur a normalement le droit de vérifier périodiquement les réserves du vendeur, de même que sa productibilité, ses contrats de transport et ses engagements de livraison à l'égard d'autres acheteurs, pour s'assurer que le vendeur ne s'est pas engagé dans trop de contrats. De son côté, le vendeur peut être tenu de produire un rapport régulier (p. ex. semestriel) sur ses réserves, établi par une firme indépendante et reconnue d'ingénieurs en réservoirs.

Dans le cadre de la garantie d'approvisionnement, si les réserves du vendeur et(ou) sa productibilité tombent sous le seuil spécifié, le vendeur est obligé d'adopter les mesures correctives appropriées. Si ce dernier n'adopte pas les mesures qui s'imposent, l'acheteur a généralement le droit de réduire les quantités contractuelles à un niveau qui peut être garanti par les réserves ou la capacité de production du vendeur.

Tous les contrats à long terme d'approvisionnement du marché du Centre du Canada qui ont été négociés depuis la déréglementation et qui ne sont pas garantis par des réserves consacrées sont assortis de garanties officielles (Diagramme 3-7). Environ un tiers des volumes contractuels négociés à destination du Midwest américain sont assortis de garanties officielles. Aucun contrat d'approvisionnement du Midwest n'est garanti par des réserves consacrées.

Diagramme 3-7

Engagement du Vendeur à Livrer sous les Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Réserves Attribuées et Garanties Officielles



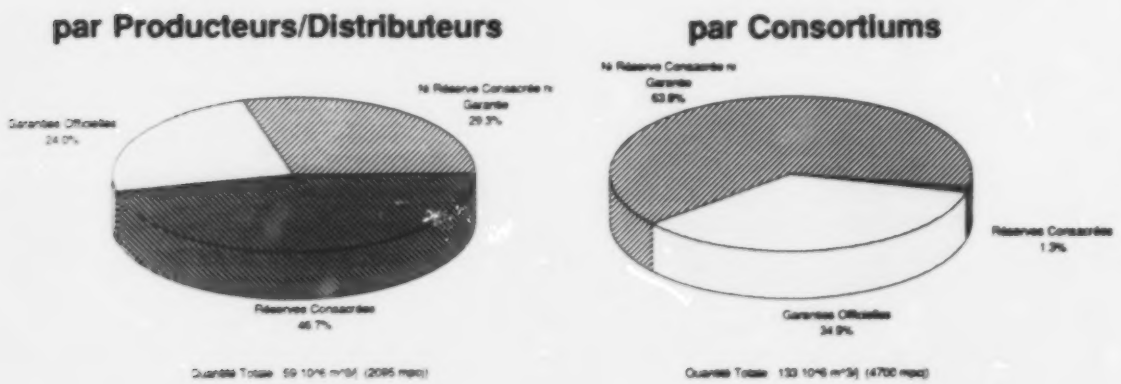
Plus de 50 p. 100 du volume de gaz de l'Ouest canadien engagé en vertu des contrats à long terme qui ont été examinés dans le cadre de la présente étude sont garantis par des réserves consacrées ou par une garantie officielle explicite. La majorité des volumes contractuels qui ne sont pas assortis de l'un ou l'autre de ces types d'engagement sont fournis par les principaux consortiums de fournisseurs qui, en règle générale, s'approvisionnent eux-mêmes auprès de consortiums qui disposent de réserves consacrées.

(Il convient de noter ici qu'environ 50 p. 100 des contrats qui ne sont pas assortis de réserves consacrées ou d'une garantie officielle ont été négociés avant la déréglementation.)

À la lumière des données disponibles, on constate que les vendeurs ont tendance à garantir leurs livraisons pendant la durée du contrat par l'entremise de garanties officielles plutôt que par le biais de réserves consacrées, même si les plus petits producteurs-distributeurs continuent de se fier à des contrats exigeant des réserves consacrées pour garantir leurs livraisons (Diagramme 3-8)

Diagramme 3-8

Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Engagement du Vendeur à Livrer



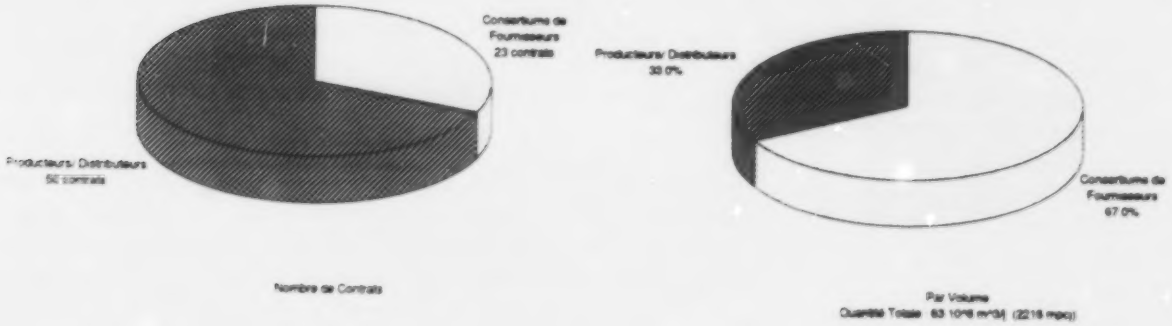
3.2.3 Droits de l'acheteur de réduire les quantités contractuelles

Plus de 70 contrats, représentant 30 p. 100 des volumes contractuels, stipulent explicitement que l'acheteur peut réduire les quantités contractuelles si le vendeur ne livre pas les volumes commandés, et ce pour des raisons autres qu'un cas de force majeure (Diagramme 3-9). Ordinairement, si un vendeur ne livre pas de 90 à 100 p. 100 du volume commandé pendant une période donnée (parfois trois mois, mais plus souvent un an), l'acheteur a le droit de réduire les quantités contractuelles quotidiennes en fonction de la moyenne quotidienne des livraisons manquantes au cours de la période stipulée. Dans un contrat à long terme, ces mesures protègent l'acheteur lorsqu'un vendeur éprouve des difficultés à honorer ses engagements sur une longue période.

C'est seulement depuis la déréglementation que ces dispositions sont apparues dans les contrats d'achat de gaz. Cette tendance reflète l'importance que les acheteurs attachent à la fiabilité de l'approvisionnement lorsqu'ils passent des contrats à long terme, et parfois leurs doutes au sujet de la capacité des petits producteurs-distributeurs d'assumer une livraison soutenue, comparativement aux consortiums de fournisseurs traditionnels. Néanmoins, plusieurs contrats conclus avec ces derniers comprennent également les dispositions en question (p. ex., ceux de WGML avec Boundary Gas, Inc., et ANE permettent aux acheteurs de réduire la QCJ si WGML ne livre pas les volumes commandés pendant une période de 120 jours).

Diagramme 3-9

Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Contrats Autorisant l'Acheteur à Réduire la QCJ



3.2.4 Indemnisation par le vendeur

Le principal risque auquel s'exposent les acheteurs lorsqu'un vendeur ne livre pas les volumes commandés est de devoir acheter ailleurs en payant plus cher et(ou) de devoir acquitter des pénalités et des frais liés à la demande non absorbée en ce qui concerne la capacité pipelinière contractuelle.

De nos jours, on a souvent tendance à inclure, dans les contrats d'achat de gaz à long terme, des clauses particulières par lesquelles le vendeur s'engage explicitement à indemniser l'acheteur de certains coûts éventuels si les livraisons sont inférieures aux commandes. Les plus courants sont les suivants : i) le coût supplémentaire du gaz de remplacement; et ii) le coût des frais liés à la demande non absorbée.

L'usage de ces clauses est répandu. Plus de 90 contrats négociés depuis la déréglementation comprennent une certaine forme d'indemnisation déterminée contre les frais susceptibles d'être occasionnés à l'acheteur par des livraisons insuffisantes. Avant la déréglementation, ces indemnisations n'existaient pas dans les contrats d'approvisionnement en gaz.

3.2.5 Obligations quotidiennes de livraison

Dans la plupart des contrats fermes, l'acheteur peut commander chaque jour une certaine quantité, jusqu'à concurrence de la QCJ, et le vendeur est tenu d'honorer la commande. Cependant, un certain nombre de contrats passés depuis la déréglementation autorisent l'acheteur à commander des quantités supérieures à la QCJ (p. ex. : 110 p. 100 ou 125 p. 100 de cette dernière) n'importe quel jour. Les acheteurs se prévalent de ces clauses pour différentes raisons, notamment pour se donner l'option d'acheter des quantités limitées de gaz dans le cadre du service de pointe afin de répondre à des demandes inattendues (pourvu que la capacité de transport soit suffisante) ou pour utiliser le contrat comme source de gaz combustible servant à l'exploitation d'un pipeline. Toutefois, ces clauses servent surtout à fournir à l'acheteur une source d'approvisionnement complémentaire en gaz si l'un des autres fournisseurs éprouve des difficultés en matière de productibilité.

Avant la déréglementation, lorsque presque tout le gaz acheté provenait des consortiums de fournisseurs, rares étaient les contrats permettant à l'acheteur de commander des quantités supérieures à la QCJ. (La plupart des contrats conclus entre les producteurs et les consortiums de fournisseurs permettent à ces derniers de commander jusqu'à 125 p. 100 de la QCJ, ce qui leur donne l'occasion de soutenir un producteur contre un autre).

Aujourd'hui, à mesure que les SDL deviennent de plus en plus leurs propres consortiums de fournisseurs, nombre d'entre elles négocient le droit de commander des quantités supérieures à la QCJ. Cette pratique est particulièrement répandue parmi les SDL du Centre du Canada. La Consumer Gas Company Limited (Consumers' Gas) a le droit de commander jusqu'à 125 p. 100 de la QCJ dans le cadre de ses contrats d'approvisionnement en gaz avec d'autres fournisseurs que WGML, et Union Gas peut commander jusqu'à 110 p. 100 de la QCJ dans le cadre de la plupart de ses contrats avec d'autres fournisseurs que WGML. CWNG/NUL et Sask Energy, qui ont toujours été leurs propres consortiums de fournisseurs, ont le droit de commander jusqu'à 125 p. 100 de la QCJ, voire davantage, dans le cadre de tous leurs contrats passés avec des producteurs.

Quelques contrats de cogénération (6) autorisent aussi l'acheteur à commander des quantités supérieures à la QCJ, surtout par mesure de souplesse et comme source de combustible servant à l'exploitation des pipelines.

3.3 Équilibre du contrat

Bien que les modalités et conditions contractuelles qui sont exécutoires ou renforcent les engagements d'un acheteur et d'un vendeur soient importantes, il ne faut pas négliger l'équilibre entre ces engagements. Il est très difficile d'évaluer les engagements de l'un sans tenir compte des engagements de l'autre.

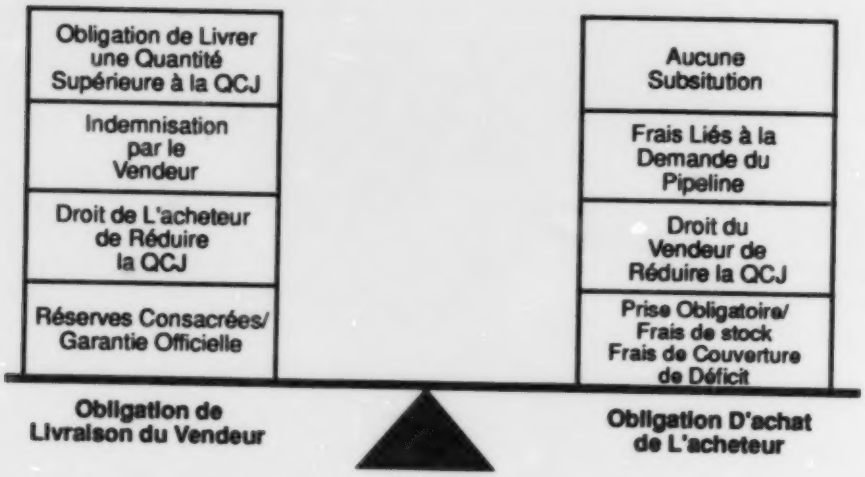
Le Diagramme 3-10 illustre le grand nombre de combinaisons possibles de différents mécanismes que les parties en cause peuvent utiliser pour garantir les obligations de livraison et d'achat. Néanmoins, les parties contractantes utilisent fréquemment certaines combinaisons types, compte tenu des risques qui les préoccupent le plus.

Par exemple, dans les contrats où l'acheteur a accordé au vendeur un engagement de prise obligatoire, ce dernier garantit souvent ses livraisons par des réserves consacrées ou par une garantie officielle. Une étude de ces contrats révèle que 18 d'entre eux comportent une prise obligatoire, des réserves consacrées

et des garanties officielles. Ils sont en moyenne relativement petits (9 mpcj) et sont tous conclus entre des producteurs-distributeurs et des centrales de cogénération. En outre, il existe 17 contrats dans lesquels les acheteurs ont garanti leur engagement grâce à des frais de stockage de réserves de gaz ou l'équivalent, et où les vendeurs ont garanti le leur par des réserves consacrées ou une garantie officielle. Ces contrats ont une envergure beaucoup plus grande (55 mpcj) et sont ordinairement conclus entre les principaux consortiums de fournisseurs ou les grands producteurs-distributeurs d'une part, et entre des SDL américaines et canadiennes et des pipelines interétatiques américains, d'autre part.

Diagramme 3-10

Équilibre du Contrat



Un grand nombre de contrats (49) comprennent des réserves consacrées ou des garanties officielles, et l'engagement de l'acheteur est garanti par une interdiction d'autosubstitution plutôt que par des clauses de prise obligatoire, des garanties officielles ou des frais de stockage de réserves de gaz. Dans 60 p. 100 de ces cas, les contrats sont conclus avec des SDL du Centre du Canada. Dans chacun d'eux l'acheteur s'est engagé à ne pas recourir à l'autosubstitution. Les autres concernent des ventes à des entreprises américaines de cogénération et à des SDL américaines.

En outre, un grand nombre de contrats (43) ne sont pas garantis par des réserves consacrées ni par des garanties officielles, mais plutôt par des clauses de prise obligatoire. Bon nombre d'entre eux ont été négociés avant la déréglementation et, le plus souvent, le seuil ou les niveaux de déclenchement des

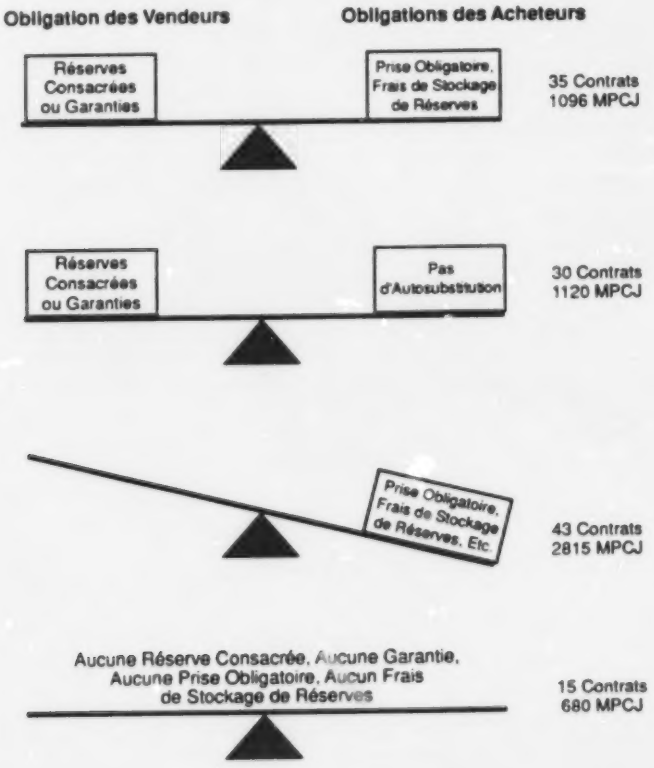
mécanismes de prise obligatoire ont été renégociés à la baisse ces dernières années.

Enfin, peu de contrats (15) se caractérisent par l'absence de tout engagement renforcé de livraison ou d'achat, comme la prise obligatoire, les frais de stockage de réserves de gaz, les réserves consacrées ou les garanties officielles.

Le diagramme 3-11 résume certaines des différentes formes d'équilibre d'un contrat.

Diagramme 3-11

Équilibre du Contrat : Obligations des Vendeurs et des Acheteurs



L'indemnisation est un aspect de l'équilibre entre l'obligation de l'acheteur et l'engagement de livraison du vendeur. Comme nous l'avons signalé précédemment, bon nombre de contrats négociés depuis la déréglementation comprennent des modalités d'indemnisation de l'acheteur contre le coût supplémentaire du gaz de remplacement et contre tous les frais liés à la demande pipelinière non absorbée susceptibles d'être engagés si les livraisons sont inférieures aux commandes. Pour compenser les indemnisations par le vendeur, presque tous les contrats où ce dernier détient le contrat de transport jusqu'au point de vente exigent que les acheteurs paient la totalité des frais liés à la demande en services de pipelines, lesquels indemnisent en fait le vendeur contre tous les frais liés à la demande non absorbée. Les contrats qui ne sont pas assortis d'obligations touchant les frais liés à la demande prévoient normalement un point de vente à la frontière de l'Alberta et stipulent souvent que l'acheteur doit payer tous les frais liés à la

demande non absorbée de NOVA, s'il ne commande pas les quantités totales prévues au contrat (p. ex., les contrats d'Union et de Consumers' Gas avec d'autres fournisseurs que WGML).

Bien qu'aucun des contrats d'approvisionnement en gaz faisant l'objet de la présente étude ne comprenne de clauses obligeant explicitement l'acheteur à indemniser le vendeur de toute perte supplémentaire de revenu occasionnée par l'omission de commander la totalité des quantités contractuelles, des conditions telles que la prise obligatoire indemnisent le vendeur au moins jusqu'à concurrence d'un seuil, et les frais de couverture de déficit ainsi que les frais de stockage de réserves de gaz compensent entièrement ou partiellement toute perte de revenu éventuelle du vendeur imputable à la vente de gaz non commandé à des tiers. Comme nous l'avons indiqué ci-dessus, ces mécanismes n'interviennent ordinairement que lorsque les commandes tombent en dessous de 60 à 70 p. 100 de la QCJ, ce qui expose les vendeurs à certaines pertes de revenus s'ils sont incapables de vendre les volumes non commandés à des tiers, et ce à des prix équivalents au prix contractuel.

Une étude des contrats révèle que la plupart des accords négociés depuis la déréglementation sont bien équilibrés sur le plan des indemnisations respectives de l'acheteur et du vendeur par rapport aux coûts ou à des pertes de revenu de 60 à 80 p. 100 de la QCA. En ce qui concerne la dernière tranche de 20 à 40 p. 100 de la QCA, qui présente vraisemblablement le plus haut risque d'augmentation, l'équilibre du contrat semble basculer en faveur de l'acheteur. La meilleure façon d'expliquer ce phénomène est de mentionner la force relative de l'acheteur sur le marché actuel du gaz, où l'offre est excessive. Par contre, les contrats négociés vers la fin des années 70 et le début des années 80, alors que l'on s'attendait à des pénuries de gaz, ne prévoyaient pas d'indemnisation pour les vendeurs. Toutefois, pendant cette période, les acheteurs indemnisaient le plus souvent les vendeurs contre le coût des volumes non commandés par de strictes dispositions de prise obligatoire et par des obligations relatives aux frais liés à la demande en services de pipelines.

Les conditions qui permettent à l'acheteur et au vendeur de supprimer du contrat certains volumes et une certaine capacité pipelinière, si l'une ou l'autre des parties n'atteint pas un niveau minimal de rendement, constituent le dernier aspect clé de l'équilibre des contrats.

Comme nous l'avons dit précédemment, un grand nombre (59) de contrats à long terme visés par notre étude autorisent le vendeur à réduire en permanence les quantités contractuelles si l'acheteur ne se procure pas les quantités contractuelles minimales (ordinairement de 60 à 80 p. 100 de la QCA) pendant une longue période (habituellement d'un à deux ans). Par ailleurs, nombre de contrats (70) donnent à l'acheteur le droit de réduire les quantités contractuelles lorsque le vendeur ne livre pas les quantités commandées.

Une grande proportion (50 p. 100) des 129 contrats sont équilibrés, c'est-à-dire que l'acheteur et le vendeur peuvent tous deux réduire les quantités contractuelles en cas de rendement insuffisant de l'un ou de l'autre. Les autres contrats sont structurés en faveur de l'acheteur ou du vendeur. Parmi eux, le plus grand nombre (44 contrats représentant 1 170 mpcj) favorisent les acheteurs dans la mesure où ceux-ci ont le droit de réduire les volumes contractuels, sans donner de droit équivalent aux vendeurs. Une plus petite proportion de contrats (21, c'est-à-dire 354 mpcj) favorisent le vendeur, qui est le seul autorisé à modifier les quantités contractuelles.

Beaucoup de contrats (40), dont un bon nombre ont été conclus avant la déréglementation, n'autorisent ni l'acheteur ni le vendeur à modifier les quantités contractuelles.

3.4 Prix des contrats à long terme

Les acheteurs et les vendeurs utilisent des contrats à long terme pour s'assurer un débouché fiable pour la production de gaz (vendeurs), ainsi qu'un approvisionnement fiable en gaz (acheteurs). Cependant, les acheteurs et les vendeurs se sont rarement prévalus de contrats à long terme pour fixer le prix du gaz naturel pendant la durée de l'accord.

Vu l'incertitude qui règne quant aux prix du gaz naturel à long terme, la plupart des contrats ajustent le prix régulièrement (d'ordinaire tous les mois) en se basant sur un indice des prix stipulé dans le contrat ou par le biais de négociations périodiques entre l'acheteur et le vendeur (auquel cas les prix sont normalement ajustés chaque année). Contrairement aux contrats de vente à court terme et au comptant, dont les conditions sont normalisées, et pour lesquels les prix uniformes sont déterminés par le jeu de la concurrence entre un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs, les contrats à long terme sont souvent uniques, et les modalités d'établissement des prix sont fixées par les parties en cause.

Lorsqu'ils négocient les modalités d'établissement des prix dans le cadre d'un contrat à long terme, les acheteurs et les vendeurs tiennent compte des principaux facteurs suivants : i) le point de vente; ii) la répartition des risques attribuables, notamment, à des changements dans les droits pipeliniers et aux fluctuations du cours du change (dans le cas des contrats d'exportation); iii) les prix à la tête de puits ou sur place pour le gaz naturel de l'Ouest canadien (c'est-à-dire, les solutions de rechange ou les coûts du vendeur); iv) le prix d'autres sources énergétiques, notamment d'autres sources de gaz dans la région du marché de l'acheteur (c'est-à-dire, les solutions de rechange et les coûts de l'acheteur); et v) l'équilibre global entre les obligations de l'acheteur et celles du vendeur.

Les prix contractuels correspondent normalement à la somme des frais liés à la demande et des frais liés au produit.

3.4.1 Frais liés à la demande

La plupart des contrats à long terme (80 p. 100) présentent une structure de prix axée sur la demande et le produit. Les frais liés à la demande visent normalement à recouvrer de l'acheteur les coûts fixes qui doivent être engagés, quel que soit le débit réel du gaz. Il peut s'agir de frais relatifs aux pipelines (p. ex., NOVA, TransCanada) engagés par le vendeur au point de livraison, de frais de stocks de réserves de gaz et de frais d'administration. Plus rarement, il peut également s'agir des frais du combustible servant à l'exploitation pipelinière et des frais liés au produit des pipelines.

Plus le point de vente est éloigné du lieu de production, plus les frais liés à la demande augmentent. Tous les contrats pour lesquels le point de vente est en aval de la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique ou entre l'Alberta et la Saskatchewan sont assortis d'obligations touchant ces frais. Bon nombre de contrats (34) où le point de vente se situe à l'entrée du gisement ou à la frontière de l'Alberta ne comportent pas d'obligations pour ce qui est des frais liés à la demande.

La plupart des contrats ne permettent pas la renégociation de ces frais.

3.4.2 Frais liés au produit

Les frais liés au produit reflètent le prix du gaz naturel réellement vendu aux termes du contrat. Ils sont soit renégociés périodiquement, soit fonction d'une formule d'établissement des prix.

Les frais liés au produit faisant l'objet du contrat peuvent se répartir en trois catégories : 1) contrats à valeur marchande, dans lesquels les frais liés au produit se fondent sur le prix des sources d'énergie de remplacement dans la région du marché de l'acheteur (c'est-à-dire, les solutions de rechange de l'acheteur ou les coûts évités); 2) contrats fondés sur le coût d'approvisionnement, dans lesquels les frais liés au produit sont basés sur les prix obtenus pour d'autres achats de gaz dans l'Ouest canadien; et 3) contrats dans lesquels l'acheteur et le vendeur, au moyen d'une formule ou par suite de négociations, s'entendent sur un équilibre entre la valeur marchande et le coût d'approvisionnement (Diagramme 3-12).

Plus de 90 p. 100 de tous les contrats d'exportation comprennent des frais liés au produit et basés sur la valeur marchande. Par suite d'une forte tendance qui s'est dégagée depuis la déréglementation, presque tous les frais liés à la valeur marchande sont déterminés selon les rentrées nettes, si bien que l'ensemble ou une partie des frais de transport représentés par les frais liés à la demande sont déduits de la valeur marchande pour déterminer les frais liés au produit.

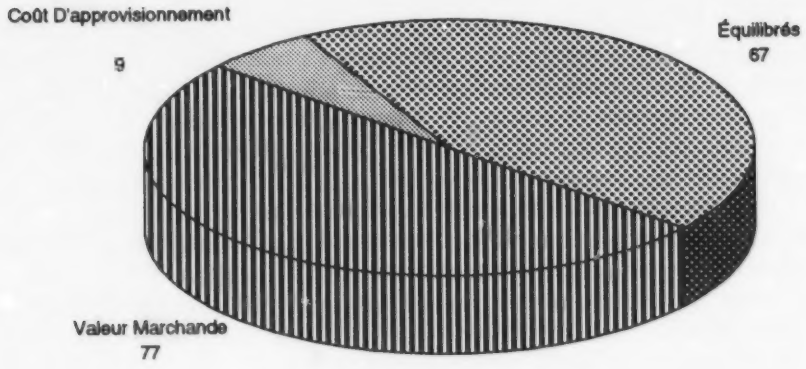
La méthode des rentrées nettes appliquée aux frais liés à la demande transfère au vendeur le risque d'augmentations des droits pipeliniers, ou les avantages d'une diminution de ceux-ci. Ce type de contrat est souvent désigné «accord basé sur les rentrées nettes».

Avant la déréglementation, à l'exception d'un ou deux accords (p. ex., WGML/Boundary Gas, Inc.), les frais liés au produit prévus dans les contrats à valeur marchande étaient déterminés indépendamment des frais liés à la demande, comme suit:

Tous les contrats du marché intérieur, de même que 7 à 8 p. 100 des contrats d'exportation, se classent dans la troisième catégorie d'établissement des prix. Dans presque tous les cas, le prix est déterminé par suite de négociations plutôt qu'en fonction d'une formule ou d'un indice. L'objectif des négociations est de déterminer un prix qui se situe entre le coût d'approvisionnement et la valeur marchande. Dans pareils cas, il est difficile d'établir sans équivoque si c'est l'acheteur ou le vendeur qui assume le risque représenté par les changements dans les droits pipeliniers et d'autres coûts fixes. Tout dépendra du pouvoir de négociation des parties en cause et de la nature du marché au moment où l'on détermine les prix (c'est-à-dire, s'il s'agit d'un marché vendeur ou acheteur).
Parmi les contrats visés par l'étude, il y en a neuf pour lesquels le prix d'un produit n'est déterminé que par le coût d'approvisionnement. Dans chaque cas, l'acheteur assume le risque d'augmentation des droits pipeliniers.

Diagramme 3-12

Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Frais Contractuels Liés au Produit



3.4.3 Comparaison entre les prix contractuels indexés et négociés

Comme nous l'avons indiqué ci-dessus, très peu de contrats comportent des prix fixes valables pendant leur durée complète. Les prix sont rajustés de temps à autre à l'aide d'un mécanisme d'indexation ou par suite de négociations (Diagramme 3-13). Presque tous les contrats d'exportation à long terme comprennent des dispositions sur l'indexation des prix. Par contre, le prix de presque tous les contrats d'approvisionnement à long terme destinés aux marchés de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Centre du Canada sont renégociés de temps à autre.

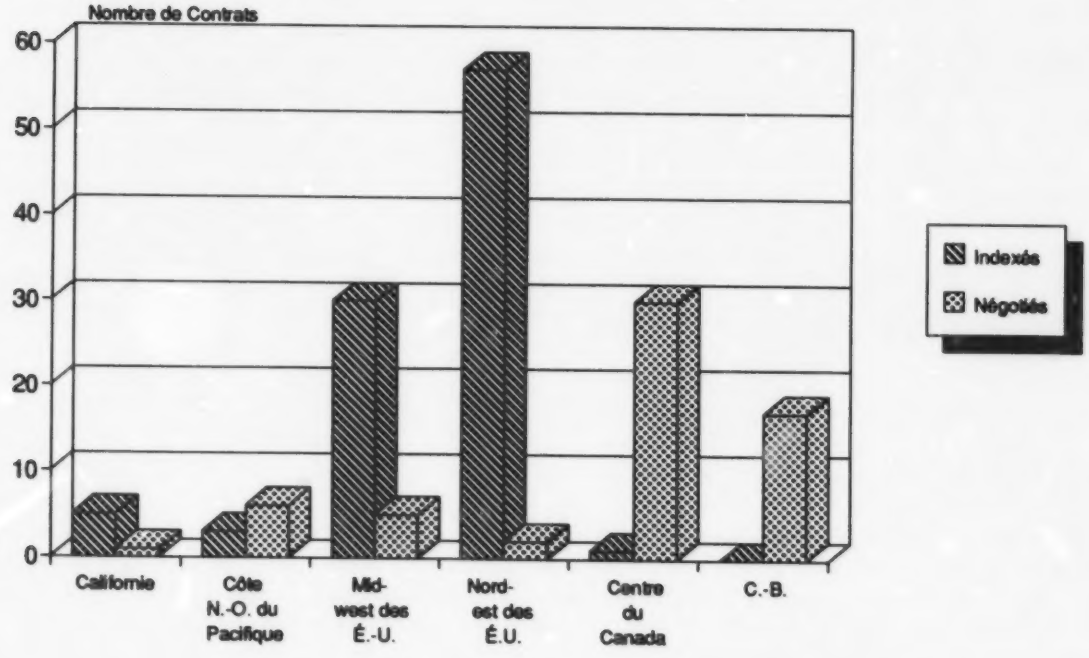
Bien que la tendance soit nettement en faveur de l'indexation des prix, cette dernière ne peut être efficace que lorsque les prix des combustibles de remplacement, y compris les autres sources de gaz, sont accessibles au public. Aux États-Unis, il existe de grands marchés régionaux concurrentiels pour les produits pétroliers (p. ex., le port de New York et la côte du Golfe) permettant d'indexer les prix du gaz. Au Canada, il existe également des marchés régionaux pour les produits pétroliers, mais ils sont relativement peu importants, c'est-à-dire que le nombre de transactions est parfois insuffisant pour déterminer en toute confiance un prix concurrentiel.

Bon nombre d'acheteurs américains de gaz canadien ont facilement accès aux sources américaines de gaz naturel et sont souvent disposés à indexer le prix du gaz canadien à celui du gaz américain vendu à des conditions et modalités similaires. Le prix est alors déterminé selon la valeur marchande ou les coûts évités. En d'autres termes, l'acheteur est disposé à payer le même prix pour le gaz canadien acheminé à l'entrée de sa ville que celui qu'il doit acquitter pour le gaz américain et, parfois, pour les produits pétroliers, selon l'équivalent énergétique.

Jusqu'à présent, les acheteurs canadiens n'ont guère eu accès à d'autres sources de gaz leur ayant permis d'indexer le prix de leurs livraisons de gaz de l'Ouest canadien.

Diagramme 3-13

Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Comparaison des Prix Indexés et des Prix Négociés par Marchés Régionaux



Les contrats qui ne sont pas assortis d'une formule d'établissement des prix donnent habituellement à l'acheteur et au vendeur l'occasion de renégocier le prix chaque année et précisent souvent les principes ou les objectifs des négociations. Ainsi, un contrat peut stipuler que l'on vise à établir un prix qui soit concurrentiel par rapport à ceux du gaz provenant d'autres sources, selon des contrats ayant des modalités et conditions similaires sur le marché des acheteurs (valeur marchande) et dans l'Ouest du Canada (coût d'approvisionnement).

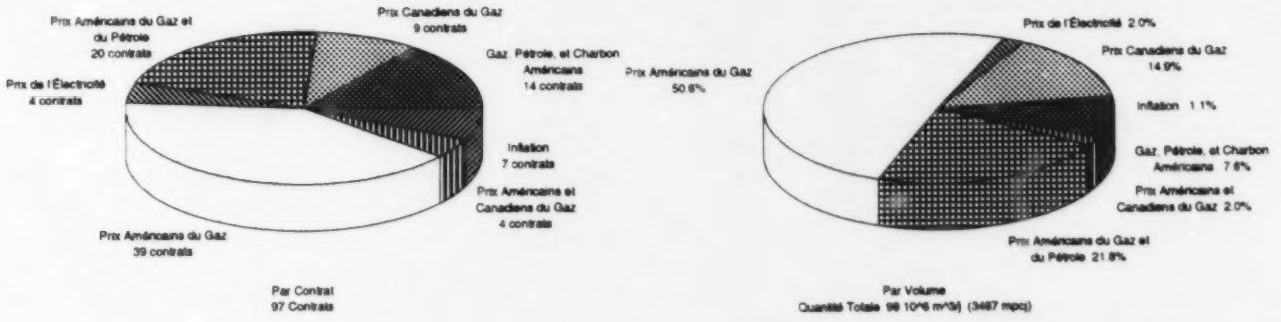
3.4.4 Principaux facteurs relatifs aux indices des prix

Comme nous l'avons noté ci-dessus, il y a trois catégories de facteurs déterminants dans un mécanisme d'établissement des prix : ceux qui peuvent refléter les conditions du marché de l'acheteur, c'est-à-dire le coût des sources d'énergie de remplacement de ce dernier (valeur marchande ou coûts évités) comme les sources d'approvisionnement américaines de gaz naturel et de produits pétroliers; ceux qui peuvent refléter les conditions qui prévalent sur le marché du vendeur (c'est-à-dire le coût d'approvisionnement de ce dernier), p. ex. le prix du marché de l'Alberta; enfin, le prix peut être le résultat d'un équilibre entre la valeur marchande et le coût d'approvisionnement (Diagramme 3-14).

Jusqu'à récemment, pour les contrats à prix indexés, la tendance était de baser l'indexation sur les conditions en vigueur dans la zone commerciale de l'acheteur. Toutefois, depuis 18 mois, quelques contrats d'exportation (13) stipulent que le prix est indexé à des facteurs que l'on trouve à la fois dans les zones commerciales de l'acheteur et du vendeur, ou à des conditions qui ne prévalent que sur le marché du vendeur (c'est-à-dire, les prix du gaz de l'Alberta).

Diagramme 3-14

Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Contrats à Indexation de Prix par Catégories d'Indices



Quatre-vingt-dix pour cent des contrats d'exportation sont indexés à des facteurs sur le marché de l'acheteur. On a tendance à indexer le prix des contrats conclus avec les SDL et les responsables de pipelines interétatiques en fonction du coût pondéré moyen du gaz (CPMG), lequel peut se limiter à l'approvisionnement en gaz à long terme, ou englober à la fois l'approvisionnement à long et à court terme. Quelques contrats d'exportation (14) lient le prix à une gamme de combustibles comprenant le gaz, les produits pétroliers et le charbon. Tous les contrats dont la gamme comprend des produits pétroliers sont conclus avec des SDL et des usines de cogénération situées dans le Nord-est des États-Unis, et avec des SDL situées dans le Pacifique nord-ouest des États-Unis. Quatre contrats de cogénération lient, au moins dans une certaine mesure, la tarification au prix reçu pour la production d'électricité, si bien que le vendeur peut participer aux bénéfices de l'usine. Les contrats indexés dont la gamme comprend le prix du charbon s'adressent à un petit nombre d'installations de cogénération (14) dans le Nord-est et le Midwest des États-Unis. Plusieurs contrats indexés comportent un volet d'été et d'hiver dans leur formule d'établissement des prix, pour que les prix restent concurrentiels pendant les fluctuations saisonnières et que l'acheteur ou le vendeur ne se mettent pas à «explorer le marché» pour trouver des prix plus attrayants.

Comme nous l'avons noté précédemment, un petit nombre (11) de contrats de cogénération comportent des prix fixes pour toute leur durée. Certains (4) comprennent des montants forfaitaires où l'acheteur paie des redevances et des frais d'exploitation basés sur les coûts réels. D'autres contrats sont assortis de frais unitaires fixes pouvant être indexés à l'inflation ou simplement accrus d'un taux fixe (p. ex., 3 p. 100) par année pendant la durée du contrat.

La structure des formules d'établissement de prix prend différentes formes selon que le contrat est un accord basé sur les rentrées nettes, selon le type et le nombre des facteurs de prix inhérents au contrat, et compte tenu de la force relative de l'acheteur et du vendeur pendant les négociations initiales. Certains des contrats négociés après la déréglementation du gaz naturel comprennent des indices d'établissement des prix très compliqués et comportant plusieurs facteurs. Plus récemment, la tendance a été de s'orienter vers des formules de prix plus simples et plus faciles à administrer.

3.4.5 Souplesse et arbitrage en matière d'établissement des prix

Pour protéger à la fois le vendeur et l'acheteur contre le risque que la formule d'établissement des prix ou d'indexation ne reflète pas les objectifs établis pour les prix pendant toute la durée d'un contrat, la plupart des contrats stipulent que l'une ou l'autre partie peut demander de renégocier la formule. Pour que les négociations se fassent de bonne foi entre les deux parties, bon nombre de contrats autorisent le recours à l'arbitrage pour régler les litiges éventuels en matière de prix. La plupart limitent la renégociation et l'arbitrage à la résolution de ces litiges. Les obligations en matière de frais liés à la demande ne font normalement pas l'objet de renégociation ou d'arbitrage.

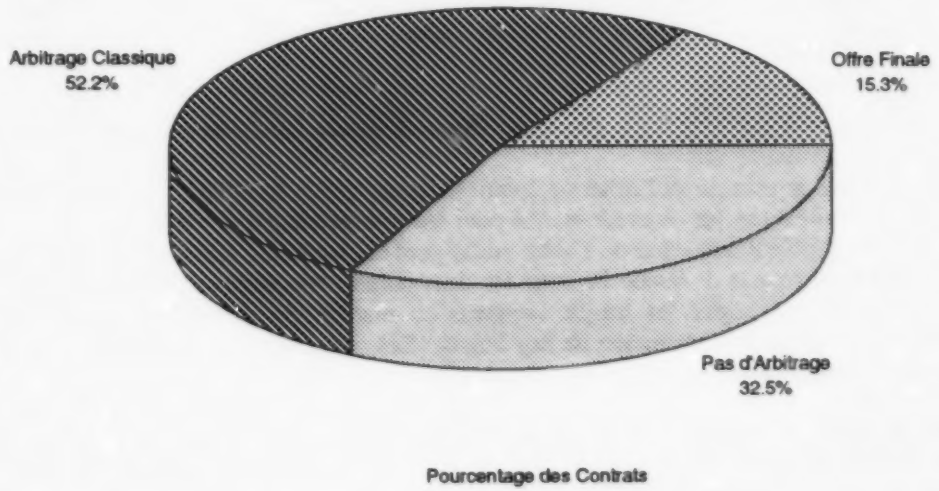
Les contrats du marché intérieur pour lesquels les prix sont ajustés de temps à autre par suite de négociations prévoient tous le règlement des litiges par voie d'arbitrage. Dans le cas des contrats d'exportation, si un accord ne permet pas le recours à l'arbitrage et si l'on ne peut résoudre un litige portant sur les prix, le statu quo sera normalement maintenu. Dans quelques cas (p. ex., Amoco/NSP), le contrat est résilié si le litige ne peut être résolu.

Depuis la déréglementation, on trouve de plus en plus dans les contrats des critères et objectifs détaillés en fonction desquels les arbitres doivent déterminer un prix. Aujourd'hui, les contrats précisent souvent les règles d'arbitrage à suivre ainsi que le lieu de l'arbitrage. Par exemple, de nombreux contrats prévoyant la vente de gaz sur les marchés américains et canadiens stipulent qu'en cas d'arbitrage, la cause sera entendue au Center for International Arbitration de Vancouver (Colombie-Britannique). Dans le cas des contrats régis par les lois de l'Alberta, la plupart des parties préfèrent remplacer les conditions de l'Alberta Arbitration Act par leurs propres objectifs et critères.

La plupart des contrats prévoient une formule d'arbitrage classique où les deux parties présentent, preuves à l'appui, leurs opinions respectives sur les prix aux arbitres, et où chaque arbitre établit un prix à la lumière des témoignages présentés et compte tenu des objectifs et critères stipulés dans le contrat (Diagramme 3-15). Plus récemment, on a constaté que certains contrats d'achat de gaz stipulent un arbitrage par offre finale (comme au baseball), c'est-à-dire que chaque partie fait valoir son prix et le justifie avec des détails pertinents, et que les arbitres doivent choisir l'un ou l'autre prix. L'arbitrage par offre finale se retrouve couramment dans les contrats destinés aux marchés de la Colombie-Britannique et du Pacifique nord-ouest des États-Unis, ainsi que dans un petit nombre de contrats destinés au Midwest américain.

Diagramme 3-15

Contrats à Long Terme d'Approvisionnement en Gaz Naturel Canadien : Arbitrage Relatif au Prix Contractuel



3.4.6 Relations entre le prix contractuel et les obligations de l'acheteur et du vendeur

Contrairement aux ventes de gaz au comptant, la plupart des contrats à long terme tiennent explicitement compte des obligations de l'acheteur et de celles du vendeur dans le mécanisme d'établissement des prix. Par exemple, lorsque le vendeur s'engage à assurer par contrat le transport du gaz jusqu'au point de livraison, le coût du transport se retrouve souvent dans la formule d'établissement des prix, qui précise les frais liés à la demande. Les contrats comprenant des frais de stockage de réserves de gaz ou l'équivalent tiennent également compte des coûts que peut devoir assumer le vendeur en s'engageant à approvisionner l'acheteur à long terme.

Bon nombre de contrats d'exportation tiennent compte des coûts de transport de l'acheteur : directement, grâce à des mécanismes basés sur les rentrées nettes; plus souvent, implicitement, par des escomptes. Par exemple, un contrat peut stipuler que le prix du produit au point d'exportation est de 80 p. 100 d'un indice de prix comme le CPMG de l'acheteur. L'escompte de 20 p. 100 serait considéré comme une approximation des frais de transport du point de vente jusqu'à la concession de l'acheteur.

Théoriquement, le prix d'un contrat à long terme devrait refléter le prix du marché concurrentiel pour le gaz naturel (p. ex., le prix ferme, au comptant ou à court terme), ajusté en fonction des différences entre les points de livraison et celles de tout déséquilibre entre les obligations de l'acheteur et celles du vendeur. Dans la pratique, cependant, le coût et la valeur des déséquilibres éventuels sont très subjectifs, selon les conditions qui prévalent sur le marché et la perception du risque par les parties en cause de chaque contrat. Il peut donc y avoir de grandes variations dans les prix de contrats similaires.

3.5 Résumé

Depuis quelques années, à cause de l'évolution de la structure des contrats d'approvisionnement en gaz à long terme, on a assisté à d'importantes nouvelles tendances dans les conditions détaillées et l'équilibre global des accords à long terme.

Les principales tendances qui suivent en terme de conditions inclues dans les contrats de gaz naturel ont été identifiées:

1. L'abandon progressif des prises obligatoires pour garantir les obligations de l'acheteur dans les nouveaux contrats et la réduction des niveaux de prise obligatoire dans les anciens contrats.

    - les parties contractuelles négotient les frais de converture de déficit ou des frais de stockage de réserves de gaz pour garantir les obligations de l'acheteur. Ces frais représentent le plus souvent de 20 à 30 p. 100 du prix du produit contractuel pour les déficits de volume unitaire qui se situent en deçà des minimums annuels de 60 à 75 p. 100 de la QCA;

    - la réduction des risques du vendeur par l'ensemble des modalités et conditions qui garantissent au vendeur l'accès à la capacité pipelinière de l'acheteur en aval au point de livraison, pour faciliter la vente de gaz non commandé à des tiers.

2. L'engagement de l'acheteur de ne pas recourir à l'auto-substitution. Cette tendance s'est initialement manifester dans les contrats avec des SDL du Centre du Canada. De telles clauses contribuent à décourager l'acheteur de «sonder le marché» pour obtenir de meilleurs prix.

- les contrats où le vendeur a le droit de réduire les quantités contractuelles (particulièrement si l'achat de gaz est pour revente) si l'acheteur n'assure pas un niveau de rendement stipulé et mesuré par le facteur de charge annuel ou la quantité de déclenchement. Ce droit vise à protéger le vendeur contre le risque que l'acheteur perde définitivement son marché;

- De nombreux acheteurs qui sont également des consortiums de fournisseurs (donc qui achètent pour revendre) ont négocié le droit de réduire les quantités contractuelles si leurs ventes substituées par du gaz naturel provenant d'autres sources. Les clauses d'ajustement du volume de la demande opérationnelle se retrouvent dans tous les contrats passés avec les SDL du Centre du Canada et elles commencent à apparaître dans les contrats visant d'autres zones commerciales.

3. La présence de réserves consacrées et de garanties officielles pour garantir les obligations contractuelles du vendeur.

   - On constate également de plus en plus, la présence de modalités et de conditions aux termes desquelles le vendeur indemnise l'acheteur contre certains coûts lorsque les livraisons sont inférieures aux quantités commandées;

   - Les droits de l'acheteur de réduire les quantités contractuelles si les livraisons n'atteignent pas un seuil minimal.

4. L'établissement d'un équilibre entre les engagements de l'acheteur et du vendeur.

5. Les prix sont normalement renégociés chaque année ou indexés en fonction de divers indicateurs du marché, et ajustés mensuellement. Très peu de contrats d'achat de gaz à long terme comprennent un prix fixe pour toute la durée du contrat.

   - Dans les contrats d'exportation, on a tendance à établir un prix basé sur la valeur marchande en indexant le prix du produit ou les frais s'y rapportant en fonction d'un indicateur des prix de gaz américain, comme les CPMG des SDL, et en déduisant les frais de transport (on les appelle souvent «accords basés sur les rentrées nettes»);

   - La présence dans l'index des indicateurs des prix du gaz de l'Ouest canadien (qui établit un équilibre entre les solutions de rechange de l'acheteur et celles du vendeur);

   - La plupart des contrats à long terme du marché intérieur comportent des prix négociés plutôt qu'indexés;

   - Les indices englobant les prix des produits pétroliers sont moins couramment utilisés.

6. Le recours à l'arbitrage pour résoudre les litiges en matière d'établissement des prix. Environ deux tiers des contrats visés par la présente étude autorisaient le recours à l'arbitrage pour s'assurer que les prix contractuels demeurent conformes aux objectifs du contrat pendant toute sa durée.

   - La plupart des contrats stipulent le recours à une forme d'arbitrage classique;

   - Cependant, depuis deux ans, un certain nombre de contrats prévoient le recours à un arbitrage avec offre finale, comme au baseball.

Chapitre 4
Sommaire et Conclusions

Avant 1985, année qui a marqué le début de la déréglementation de l'industrie du gaz naturel au Canada et aux États-Unis, presque tout le gaz naturel de l'Ouest canadien était vendu dans le cadre de contrats à long terme. Il n'y avait qu'un petit nombre d'acheteurs et de vendeurs, et la présentation et la structure des contrats à long terme sont demeurés inchangés pendant près de trois décennies. Ces contrats ont servi de base à une bonne partie du financement requis pour édifier l'industrie du gaz naturel au Canada.

Depuis le milieu des années 1980, plusieurs changements fondamentaux se sont produits dans le régime de contrats à long terme régissant la vente de gaz naturel canadien. Ces changements dans la déréglementation des prix et des marchés du gaz naturel au Canada et aux États-Unis ont permis à un grand nombre de nouveaux acheteurs et vendeurs de pénétrer le marché. Au nombre des autres facteurs qui ont influé sur les pratiques contractuelles depuis la déréglementation, citons : l'émergence du Nord-est américain à titre de principale nouvelle zone commerciale pour le gaz canadien (ce qui a nécessité de gros investissements dans les installations pipelinières canadiennes et américaines) et celle de la cogénération à titre d'important nouveau secteur commercial pour le gaz naturel.

À bien des égards, les changements qui se sont produits depuis le milieu des années 1980 principalement dans le Nord-est américain serviront de modèles aux pratiques contractuelles appelées à régir l'industrie du gaz naturel. Voici les principaux changements :

1) une souplesse accrue pour l'acheteur et le vendeur dans les contrats à long terme, ce qui permet aux parties de réagir plus facilement aux fluctuations de l'offre et de la demande. Bon nombre de récents contrats à long terme donnent dans une large mesure aux parties contractantes la même marge de manoeuvre que les contrats à court terme, tout en offrant au vendeur un débouché à long terme pour le gaz fourni, et à l'acheteur, une source de gaz fiable et stable.

2) un plus grand équilibre entre les obligations de l'acheteur et du vendeur, ce qui améliore les perspectives de relations commerciales fructueuses et durables et réduit le risque de litiges contractuels pendant toute la durée du contrat.

3) des modalités contractuelles souples et de plus en plus simples pour l'établissement des prix, à l'image des conditions qui prévalent dans le jeu de la concurrence, ce qui réduit pour les deux parties les risques de prix contractuels «hors marché» pendant de longues périodes.

4) des périodes contractuelles plus courtes permettant aux parties de «s'ajuster» plus tôt et davantage aux changements structuraux prévus dans l'industrie du gaz naturel.

5) des volumes contractuels réduits à mesure que les petits utilisateurs ultimes et les petits producteurs-distributeurs font leur apparition sur le marché et que les gros acheteurs et vendeurs continuent à diversifier leurs sources d'approvisionnement et leurs débouchés. La diversification des sources d'approvisionnement et des débouchés accroît la fiabilité de l'approvisionnement et la stabilité des débouchés; et

6) des ventes de gaz et des services de transport distincts, ce qui donne aux acheteurs et aux vendeurs une plus vaste gamme d'options et de choix en matière de contrats.

Bien que les contrats à long terme régissant la vente du gaz de l'Ouest canadien aient sensiblement changé depuis la déréglementation, les modifications et les tendances n'ont pas été uniformes dans tous les secteurs du marché, et il existe d'importantes différences dans la structure des contrats d'exportation par rapport aux contrats destinés au marché intérieur. Voici quelques-unes des principales différences :

4.1 Comparaison entre la structure des contrats d'exportation et celle des contrats destinés au marché intérieur

Le marché du gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan n'a guère changé depuis la déréglementation de 1985. Les contrats à long terme qui l'alimentent n'ont pas fait l'objet d'une réglementation[15] fédérale sur les prix et leur structure est demeurée la même depuis les années 60. Les principales compagnies de distribution locales se conduisent non seulement comme des consortiums de demandeurs, mais également comme des consortiums de fournisseurs. Les principales SDL de l'Alberta et de la Saskatchewan achètent directement la plus grande partie de leur gaz d'un grand nombre de producteurs-distributeurs, en vertu de contrats à volume relativement faible. (Les principaux contrats de Sask Energy avec WGML se sont terminés à fin de 1991).

Depuis la déréglementation, la structure des contrats destinés à approvisionner les autres régions du marché intérieur, la Colombie-Britannique et le Centre du Canada, a tendance à se modeler sur celle des contrats de l'Alberta et de la Saskatchewan:

1) Les SDL de la Colombie-Britannique et du Centre du Canada sont maintenant devenues leurs propres consortiums de fournisseurs, qui achètent le gaz dont elles ont besoin à long terme, dans le cadre d'un portefeuille, auprès de différents producteurs-distributeurs et de consortiums traditionnels. Ces contrats sont également beaucoup moins importants que ceux qui avaient été conclus avant la déréglementation.

2) Le point d'achat pour les contrats passés avec les SDL s'est déplacé en amont, vers l'entrée des principaux réseaux de transport. Aujourd'hui, les SDL du Centre du Canada achètent pratiquement tout le gaz dont elles ont besoin à long terme à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan, à l'entrée du réseau pipelinier TCPL; BC Gas Inc. achète le sien à divers points du réseau de la côte Ouest, y compris à la tête de puits et à l'entrée de la ville.

3) La dépendance à l'égard du gaz acheté en vertu de contrats à long terme a diminué. Le gaz de l'Ouest canadien faisant l'objet de contrats à long terme et destiné aux trois principales zones commerciales du marché intérieur a fortement diminué depuis la déréglementation, étant donné que les secteurs industriel et commercial et, plus récemment, le secteur résidentiel ont commencé à s'approvisionner directement auprès de producteurs-distributeurs dans le cadre de contrats à court terme (le plus souvent d'un à deux ans).

---

15 Le gaz de l'Alberta vendu en Saskatchewan a fait l'objet de contrôles des prix de la part du gouvernement fédéral.

Contrairement aux marchés intérieurs :

1) Les consortiums de demandeurs américains (c'est-à-dire, les pipelines interétatiques et les SDL américaines) continuent d'acheter le gros du gaz canadien à des consortiums de fournisseurs, bien que de plus en plus de consortiums de demandeurs américains, notamment les SDL, aient récemment choisi de diversifier leurs sources d'approvisionnement en gaz canadien (p. ex., Consumers Power Company, NSP et Northern Natural), grâce à des achats directs auprès de plusieurs producteurs-distributeurs. (En Californie, PG&E a toujours été son propre consortium de fournisseurs grâce à sa filiale A&S).

2) Les consortiums de demandeurs américains n'ont pas déplacé en amont le point d'achat de leurs contrats canadiens à long terme. Les SDL et les pipelines interétatiques américains continuent presque toujours d'acheter du gaz canadien au point d'exportation situé à la frontière canado-américaine. Il y a des exceptions notables, p.ex., le récent contrat passé entre NSP et Amoco, où le point de vente est l'entrée du pipeline TransCanada. (NSP détiendra le contrat de transport pour TransCanada). Les contrats entre WGML et Northern Natural, ainsi que ceux entre Shell et Enron Gas Marketing Inc. et Midwest Gas Company, où le vendeur canadien (ou sa filiale de commercialisation américaine) transportera le gaz au point de vente à Ventura, dans l'Iowa). Finalement, grâce à sa filiale A&S, PG&E achète du gaz à l'entrée du gisement.

Comme sur le marché canadien, le volume de gaz de l'Ouest canadien faisant l'objet de contrats à long terme a diminué dans le Pacifique nord-ouest des États-Unis et dans le Midwest américain, et les ventes de gaz à court terme ont radicalement augmenté. (La plus grande partie du gaz fourni à court terme à des acheteurs américains est vendue au comptant plutôt que sur une base garantie). Une exception est le marché du Nord-est américain, où l'on a constaté une importante augmentation des contrats à long terme pour appuyer la construction du pipeline devant desservir la région et assurer le financement des usines de cogénération. Jusqu'à présent, le volume de gaz visé par des contrats à long terme et destiné au marché californien est demeuré relativement stable.

Par le passé, les seuls acheteurs canadiens de gaz à long terme ont été les SDL et, en Alberta, plusieurs industriels. Plus récemment, des usines canadiennes de cogénération ont acheté du gaz en vertu d'accords à long terme, mais ces derniers ne sont pas du domaine public et ne sont pas couverts par la présente étude. Les acheteurs américains de gaz canadien à long terme comprennent les SDL, les pipelines interétatiques et les usines de cogénération, ainsi que, depuis peu, les services publics d'électricité.

4.2 Différences entre les modalités et conditions pour les contrats d'exportation et les contrats destinés au marché intérieur

Les modalités et conditions des contrats à long terme varient considérablement, non seulement entre les différentes zones commerciales, mais aussi au sein de chacune de ces zones, et il est difficile d'établir des distinctions entre les modalités et conditions des contrats à long terme, qu'ils soient destinés à l'exportation ou au marché intérieur. Néanmoins, au sein de certains marchés intérieurs, il y a des développement notables qui contrastent avec les contrats d'exportation.

4.2.1 Obligation de l'acheteur

Depuis la déréglementation, deux importantes conditions contractuelles sont apparues en ce qui concerne l'obligation d'achat :

1. Les mécanismes d'ajustement du Volume de la Demande Opérationnelle (VDO). Presque tous les contrats à long terme destinés à approvisionner les marchés intérieurs comportent une telle clause. (Les contrats de CWNG/NUL en Alberta ont une disposition «de sauvegarde» semblable au mécanisme d'ajustement du VDO). Par contre, il n'y a qu'un petit nombre de contrats d'exportation qui comportent des mécanismes semblables.

2. Le non recours à l'autosubstitution. Les acheteurs du Centre du Canada ont assorti leur obligation d'achat d'engagements de non recours à l'autosubstitution, ce qui réduit le risque de voir l'acheteur «sonder le marché». (Dans la zone commerciale de l'Alberta et de la Saskatchewan, les obligations de l'acheteur sont garanties par des engagements stricts de prise obligatoire). Un nombre relativement limité d'acheteurs américains utilisent ces clauses. Bien que bon nombre de contrats d'exportation prévoient une prise obligatoire et des frais de couverture de déficit, les niveaux de déclenchement sont relativement faibles, de sorte que le vendeur s'expose au risque de voir l'acheteur «sonder le marché» pour au moins une partie des volumes contractuels. Dans une certaine mesure, ce risque est réduit si le vendeur a accès à une capacité pipelinière et s'il peut vendre du gaz non commandé au comptant.

4.2.2 Obligation de livraison du vendeur

Dans presque tous les contrats à long terme visant à alimenter en gaz les trois régions du marché intérieur, les obligations du vendeur sont garanties par des réserves consacrées ou par des garanties officielles. C'est également le cas de bon nombre de contrats d'exportation. Cependant, de nombreux contrats d'exportation passés avant et après la déréglementation ne sont pas garantis de cette façon. La plupart sont conclus avec des consortiums de fournisseurs et le gaz que ces derniers achètent des producteurs est garanti par des réserves consacrées.

4.2.3 Prix des contrats à long terme

Il existe une grande différence entre les dispositions d'établissement des prix que l'on trouve dans les contrats d'exportation et celles qui figurent dans les contrats destinés au marché intérieur. Les prix de presque tous les contrats à long terme destinés au marché intérieur sont renégociés annuellement. (Quelques-uns seulement sont indexés aux prix négociés pour d'autres contrats destinés au marché intérieur, p. ex., le prix du contrat passé entre WGML et Centra Manitoba Gas Inc. est indexé aux prix des SDL de l'Ontario). Bien qu'un petit nombre de contrats d'exportation exigent la renégociation annuelle du prix (p. ex., A&S/PG&E), la plupart d'entre eux comportent des dispositions d'indexation des prix. Les prix contractuels sont généralement fonction de la valeur marchande et indexés aux solutions de rechange de l'acheteur, c'est-à-dire au prix des approvisionnements américains en gaz et, parfois, au prix des produits pétroliers.

Tous les contrats destinés au marché intérieur autorisent le recours à une offre finale ou à une forme classique d'arbitrage pour régler les litiges relatifs aux prix. Environ 50 p. 100 des contrats d'exportation autorisent le recours à l'arbitrage en cas de différends relativement aux prix. En cas de litige relatif à des contrats dépourvus de clause d'arbitrage, le statu quo sera normalement maintenu.

Etude sur les Contrats à Long Terme de Gaz Naturel

(Jusqu'au 31 décembre 1991)

Vendeur	Acheteur	Type d'Acheteur	Moment du contrat	Durée (Années)	Quantité Contractuelle	
					(10^6 m^3 /j)	(mpcj)
CENTRE DU CANADA						
Shell I	Union Gas	SDL	Après	10	0.3	11.0
Shell II	Union Gas	SDL	Après	13	0.3	11.7
Shell	Consumers	SDL	Après	10	0.5	19.0
Cdn. Hunter	Union Gas	SDL	Après	11	0.5	19.4
Cdn. Hunter I	Consumers	SDL	Après	10	0.5	19.0
Cdn. Hunter II	Consumers	SDL	Après	10	0.5	19.0
Unigas I	Union Gas	SDL	Après	15	0.3	10.0
Unigas II	Union Gas	SDL	Après	15	0.3	11.0
Unigas III	Union Gas	SDL	Après	6.5	0.2	5.4
Direct Energy I	Consumers	SDL	Après	10	0.4	15.8
Direct Energy II	Consumers	SDL	Après	11	0.5	19.0
Direct Energy III	Consumers	SDL	Après	10	0.3	9.5
Western Gas	Union Gas	SDL	Après	12	2.1	74.0
Western Gas	Centra (Ont)	SDL	Après	15	3.3	118.0
Western Gas	Centra (Man)	SDL	Après	15	7.6	270.0
Western Gas	Consumers Gas	SDL	Après	15	8.6	305.0
Western Gas	Gaz Metro	SDL	Après	15	2.2	77.0
Gulf I	Union Gas	SDL	Après	10	0.3	11.0
Gulf II	Union Gas	SDL	Après	11	0.4	15.5
Gulf	Consumers	SDL	Après	10	0.4	13.3
SaskOil	Union Gas	SDL	Après	15	0.3	11.2
Northridge	Consumers	SDL	Après	10	0.2	5.7
Northridge	Union Gas	SDL	Après	9	0.4	15.0
Renaissance	Consumers	SDL	Après	10	0.3	9.5
Amerada	Union Gas	SDL	Après	7	0.1	3.7
Home Oil	Consumers	SDL	Après	10	0.5	18.4
Unocal	Consumers	SDL	Après	10	0.4	15.8
Northstar	Union Gas	SDL	Après	7	0.1	3.7
Petro Can I	Union Gas	SDL	Après	15	0.3	11.2
Petro Can II	Union Gas	SDL	Après	6	0.2	7.5
Pan Alberta	Gaz Metro	SDL	Avant	20	0.5	17.9
TOTAL POUR LE CENTRE DU CANADA					[illegible]	[illegible]

Le moment du contrat indique si un contrat a eu lieu avant ou après la déréglementation.

Etude sur les Contrats à Long Terme de Gaz Naturel

(Jusqu'au 31 décembre 1991)

Vendeur	Acheteur	Type d'Acheteur	Moment du contrat	Durée (Années)	Quantité Contractuelle (10^6 m^3 /j)	(mpcj)
ALBERTA ET SASKATCHEWAN						
368 Contrats	CWNG/NUL	SDL	Avant	20-25	13.4	472.0
109 Contrats	Sask Energy	SDL	Avant	20-25	6.6	233.0
TOTAL POUR L' ALBERTA ET POUR LE SASKATCHEWAN					**20.0**	**705.0**
COLOMBIE-BRITANNIQUE						
Czar Resources	BC Gas	SDL	Après	15	0.3	10.0
Cdn. Hunter (2)	BC Gas	SDL	Après	10	0.8	27.0
Penn West	BC Gas	SDL	Après	15	0.1	5.0
Shell	BC Gas	SDL	Après	15	0.3	10.0
Esso	BC Gas	SDL	Après	15	0.2	6.0
Amoco	BC Gas	SDL	Après	15	0.8	28.0
Unocal	BC Gas	SDL	Après	15	0.6	20.4
Columbia Gas	BC Gas	SDL	Après	15	0.4	13.2
Kerr-McGee	BC Gas	SDL	Après	15	0.1	4.0
BP Resources	BC Gas	SDL	Après	15	1.2	43.9
Amerada Hess (2)	BC Gas	SDL	Après	10	0.5	17.0
A&S	BC Gas	SDL	Après	10	2.0	70.0
Mobil	BC Gas	SDL	Après	10	0.3	10.0
NW Pacific	BC Gas	SDL	Après	10	0.7	25.0
CanWest	BC Gas	SDL	Après	15	4.0	140.0
Total Petro	BC Gas	SDL	Après	15	0.1	3.5
Petro Canada	BC Gas	SDL	Après	15	0.7	25.0
TOTAL POUR LA COLOMBIE-BRITANNIQUE					**13.0**	**458.0**
CALIFORNIE						
Shell	SoCal Edison	Services publics d'électricité	Après	15	1.5	52.0
Western Gas	SoCal Edison		Après	15	1.5	52.3
Alberta Energy	SoCal Edison		Après	15	1.5	52.0
Esso Resources	SoCal Edison		Après	15	1.5	52.0
Pan Alberta	SoCal Gas	SDL	Avant	20	6.8	240.0
PG&E	A&S	SDL	Avant	20	22.0	775.0
TOTAL POUR LA CALIFORNIE					**34.7**	**1223.3**

Etude sur les Contrats à Long Terme de Gaz Naturel

(Jusqu'au 31 décembre 1991)

Vendeur	Acheteur	Type d'Acheteur	Moment du contrat	Durée (Années)	Quantité Contractuelle	
					(10^6 m^3 /j)	(mpcj)
MIDWEST AMÉRICAIN						
Shell	Midland Cogen	Cogén.	Après	15	0.4	15.0
North Cdn Oils	Midland Cogen	Cogén.	Après	14	0.3	10.0
Western Gas	Midland Cogen	Cogén.	Après	15	0.4	15.0
Canterra	Midland Cogen	Cogén.	Après	15	0.4	15.0
North Cdn Oils	Midland Cogen	Cogén.	Après	15	0.2	7.0
Norcen	Midland Cogen	Cogén.	Après	12	0.2	6.5
Poco	Midland Cogen	Cogén.	Après	15	0.4	15.0
Progas	ANR	Pipeline int-ét.	Avant	20	2.1	75.0
Unigas	N. Natural	Pipeline int-ét.	Après	12	2.8	100.0
Western Gas	N. Natural I	Pipeline int-ét.	Après	10	1.3	47.5
Western Gas	N. Natural II	Pipeline int-ét.	Après	10	0.7	25.0
Western Gas	N. Natural III	Pipeline int-ét.	Après	6	1.4	50.0
ProGas	Nat. Gas Pipe	Pipeline int-ét.	Avant	20	2.1	75.0
Pan Alberta	N. Natural I	Pipeline int-ét.	Avant	20	5.7	200.0
Pan Alberta	N. Natural II	Pipeline int-ét.	Après	10	2.8	100.0
Pan Alberta	Panhandle	Pipeline int-ét.	Avant	20	4.2	150.0
Western Gas	Nat. Gas Pipe	Pipeline int-ét.	Avant	40	4.9	171.3
ProGas	Tennessee		Avant	20	2.1	75.0
Mobil	N. Natural	Pipeline int-ét.	Après	10	0.6	20.0
Shell	Enron	Pipeline int-ét.	Après	15	0.3	9.8
Norcen	Consumers Power	SDL	Après	15	0.4	15.0
Shell	Consumers Power	SDL	Après	6	0.4	15.0
Shell	Midwest Gas	SDL	Après	15	0.6	20.5
Amoco	NSP-W	SDL	Après	10	0.4	15.0
Amoco	NSP	SDL	Après	13	0.4	15.0
Western Gas	Consumers Power	SDL	Après	15	0.4	15.0
Western Gas	NMU I	SDL	Après	10	0.3	10.0
Western Gas	NMU II	SDL	Après	10	0.9	31.4
Western Gas	SE Migas	SDL	Après	15	0.4	15.0
Western Gas	Minnegasco	SDL	Après	10	1.4	50.0
Cdn. Montana	Cdn. Montana	SDL	Avant	30	0.8	27.4
ProGas	NSP-W	SDL	Après	10	0.2	7.5
Poco	Consumers Power	SDL	Après	15	0.4	15.0
North Cdn Oils	Consumers Power	SDL	Après	15	0.3	10.0
Canterra	Consumers Power	SDL	Après	15	0.4	15.0
Cdn. Oxy	NSP	SDL	Après	10	0.2	7.5
TOTAL POUR LE MIDWEST AMÉRICAIN					[illegible]	[illegible]

Etude sur les Contrats à Long Terme de Gaz Naturel

(Jusqu'au 31 décembre 1991)

Vendeur	Acheteur	Type d'Acheteur	Moment du contrat	Durée (Années)	Quantité Contractuelle	
					(10^6 m^3 /j)	(mpcj)
NORD-EST AMÉRICAIN						
Western Gas	Ocean State	Cogén.	Après	20	0.7	25.0
Western Gas	Megan Racine	Cogén.	Après	15	0.3	11.7
Western Gas	FSC I	Cogén.	Après	15	1.5	54.0
Western Gas	FSC II	Cogén.	Après	15	0.5	16.0
ProGas	Northeast Energy	Cogén.	Après	15	1.0	36.0
ProGas	OSP I	Cogén.	Après	20	1.4	50.0
ProGas	OSP II	Cogén.	Après	20	0.7	25.0
ProGas	N. Jersey Energy	Cogén.	Après	15	1.0	36.0
ProGas	Lockport	Cogén.	Après	15	0.3	12.0
ProGas	MASSPOWER	Cogén.	Après	15	0.7	25.0
Star	Fulton	Cogén.	Après	14	0.2	6.0
OMV	Fulton	Cogén.	Après	14	0.2	6.5
Devnic	Indeck-C	Cogén.	Après	15	0.2	8.0
Northstar	Indeck-C	Cogén.	Après	15	0.1	2.5
Universal et al.	Indeck-C	Cogén.	Après	15	0.2	7.0
Morgan	L&J	Cogén.	Après	15	0.3	11.7
Trilogy	Indeck Ilion	Cogén.	Après	18	0.2	8.0
Sceptre	Encogen	Cogén.	Après	15	0.4	14.8
Husky	Power City	Cogén.	Après	15	0.6	20.0
Columbia	Pawtucket	Cogén.	Après	20	0.2	6.4
Opinac	Pawtucket	Cogén.	Après	20	0.2	6.4
Cdn. Oxy	LILCO	Cogén.	Après	15	0.4	15.3
Paramount	JMC Selkirk	Cogén.	Après	15	0.7	23.0
Bow Valley	Indeck Yerkes	Cogén.	Après	15	0.2	6.0
Northstar	Indeck Yerkes	Cogén.	Après	15	0.2	6.0
Inverness	Indeck Oswego	Cogén.	Après	15	0.0	1.0
Chesapeake	Indeck Oswego	Cogén.	Après	15	0.0	1.0
Universal	Indeck Oswego	Cogén.	Après	15	0.1	4.0
Northstar	Indeck Oswego	Cogén.	Après	15	0.0	1.0
Bow Valley	Indeck Oswego	Cogén.	Après	15	0.2	5.7
Ramarro	EME	Cogén.	Après	15	0.2	6.0
Vector	APLP	Cogén.	Après	15	1.0	36.5
North Cdn Oils	E. Georgia	Cogén.	Après	20	0.2	6.8

Etude sur les Contrats à Long Terme de Gaz Naturel

(Jusqu'au 31 décembre 1991)

Vendeur	Acheteur	Type d'Acheteur	Moment du contrat	Durée (Années)	Quantité Contractuelle	
					(10^6 m^3 /j)	(mpcj)
NORD-EST AMÉRICAIN (Suite)						
Canstates	TEMCO	Cogén.	Après	15	1.4	48.4
Brymore	Dartmouth	Cogén.	Après	20	0.5	16.0
Renaissance	Kamine-Carth.	Cogén.	Après	15	0.4	14.2
Renaissance	Kamine-S. Glen	Cogén.	Après	15	0.4	14.2
Renaissance	NE Power	Cogén.	Après	20	0.4	15.0
Triton	NE Power	Cogén.	Après	20	0.4	15.0
BP Resources	NE Power	Cogén.	Après	20	0.3	10.0
Sceptre	NE Power	Cogén.	Après	20	0.6	20.0
Pan Canadian	Selkirk	Cogén.	Après	15	0.5	19.0
Esso	Selkirk	Cogén.	Après	15	0.5	19.0
ATCOR	Selkirk	Cogén.	Après	15	0.5	17.0
Cdn. Hunter	GAS Systems	Cogén.	Après	20	0.8	30.0
Shell	CETI	Cogén.	Après	20	0.4	14.0
Western Gas	Tennessee	Pipeline int-ét.	Avant	14	0.6	20.3
ProGas	TETCO	Pipeline int-ét.	Avant	20	2.1	75.0
Esso	Transco	Pipeline int-ét.	Avant	15	2.1	75.0
Kanngaz	Tennessee	Pipeline int-ét.	Avant	20	2.3	79.9
Alberta Energy	Alberta NE	SDL	Après	15	0.5	17.5
ProGas	Alberta NE	SDL	Après	15	1.9	66.0
ATCOR	Alberta NE	SDL	Après	15	1.0	35.0
Western Gas	Alberta NE	SDL	Après	15	7.8	275.0
Western Gas	Vermont Gas	SDL	Après	20	0.9	32.0
Western Gas	Niagara Gas	SDL	Avant	30	0.9	32.0
Western Gas	Niagara Mohawk	SDL	Après	15	1.4	51.0
Western Gas	Elizabethtown	SDL	Après	15	0.3	10.0
Western Gas	Boundary Gas	SDL	Avant	15	2.6	92.5
Shell	Granite States	SDL	Après	10	0.7	25.0
Amoco	Con. Edison	SDL	Après	15	0.8	30.0
Unigas	Rochester G&E	SDL	Après	10	0.5	16.0
Esso	Boston Gas	SDL	Après	15	1.0	35.0
TOTAL POUR LE NORD-EST AMÉRICAIN					48.7	1,719.3

Etude sur les Contrats à Long Terme de Gaz Naturel

(Jusqu'au 31 décembre 1991)

Vendeur	Acheteur	Type d'Acheteur	Moment du contrat	Durée (Années)	Quantité Contractuelle	
					(10^6 m^3 /j)	(mpcj)
PACIFIQUE NORD-EST DES É.-U.						
Amoco	NW Natural	SDL	Après	15	0.2	8.0
Summit	NW Natural	SDL	Après	7	0.2	8.0
CanWest	NW Natural	SDL	Après	15	2.6	92.0
Poco	NW Natural	SDL	Après	10	0.4	15.7
Poco	IGI Resources	SDL	Après	9	0.6	20.0
Mobil	IGI Resources	SDL	Après	10	0.4	12.5
Mobil	Cascade	SDL	Après	10	0.3	11.6
Mobil	Wash. Natural	SDL	Après	10	0.3	9.6
Amoco	Wash. Natural	SDL	Après	15	0.7	24.0
Poco	Wash. Natural	SDL	Après	10	0.4	15.0
Pan Canadian	Wash. Water	SDL	Après	15	0.6	20.0
Alberta Energy	Wash. Water	SDL	Après	15	0.6	20.0
Unocal	Wash. Water	SDL	Après	15	0.6	20.0
TOTAL POUR LE PACIFIQUE NORD-OUEST DES É.-U.					7.8	276.1

ANNEXE B

Abbréviations

A&S	Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
AMOCO	Amoco Canada Petroleum Company Ltd.
ANE	Alberta Northeast Gas, Limited
BC Gas	BC Gas Inc.
B.C.P.C.	British Columbia Petroleum Corporation
CanWest	CanWest Gas Supply Inc.
C.-B.	Colombie-Britannique
Consumers' Gas	Consumers' Gas Company Limited, The
CPMG	Coût pondéré moyen du gaz
CWNG	Canadian Western Natural Gas Company Limited
É.-U.	États-Unis
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
Foothills	Foothills Pipe Line Ltd.
Gmi	Gaz Métropolitain, inc.
Mobil	Mobil Oil Canada
Mpcj	million de pieds cubes par jour
MW	Megawatts
NEPC	New England Power Company
Northridge	Northridge Petroleum Marketing, Inc.
Northstar	Northstar Energy Corporation
Northwest Pipe	Northwest Pipeline Corporation
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
NSP	Northern States Power Company

NUL	Northwestern Utilities Limited
ONÉ	Office National de l'Energie
Pan-Alberta	Pan-Alberta Gas Ltd.
PG&E	Pacific Gas and Electric Company
PGT	Pacific Gas Transmission Company
PITCO	Pacific Interstate Transmission Company
Poco	Poco Petroleums Ltd.
ProGas	ProGas Limited
QCA	Quantité Contractuelle Annuelle
QCJ	Quantité Contractuelle Journalière
QCM	Quantité Contractuelle Mensuelle
QDA	Quantité de Déclenchement Annuelle
Sask Energy	Saskatchewan Energy
SDL	Société de Distribution Locale
Shell	Shell Canada Limited
Socal	Southern California Gas Company
SoCal Edison	Southern California Power Company
SOQUIP	Société Quebecoise d'Initiatives Petrolieres
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
Unigas	Unigas Corporation
Union Gas	Union Gas Limited
VDO	Volume de la demand opérationnelle
Westcoast	Westcoast Energy Inc.

ANNEXE C

Glossaire

Achat-vente

Accord par lequel l'utilisateur ultime achète sa propre réserve de gaz et en organise le transport, généralement au point de livraison du distributeur. Ce dernier achète le gaz et le mélange au reste de ses approvisionnements, puis le vend à l'utilisateur ultime à titre de client, conformément au barème de taux approprié.

Année contractuelle du gaz

S'étend normalement du 1er novembre au 31 octobre suivant.

Approvisionnement d'appoint

Service en vertu duquel des approvisionnements d'appoint sont fournis lorsque celui du client n'est pas livré au distributeur.

Autosubstitution

Achat de gaz par un acheteur pour remplacer celui qu'il pourrait sinon obtenir aux termes de ses contrats à long terme.

Base des taux

Valeur, établie par un organisme de réglementation, permettant à un service public de percevoir un certain taux de rendement. En général, cette valeur représente les biens utilisés et utiles dans le service au public et peut être basée sur une juste valeur, un investissement prudent, le coût de reconstitution ou le coût initial. La base des taux peut comprendre une provision pour fonds de roulement portant sur des éléments comme les espèces, le fonds de roulement, les matériaux et fournitures, les paiements anticipés, les soldes bancaires minimums et les compensations fiscales. La base des taux peut être ajustée grâce à des déductions pour les dispositions accumulées applicables à l'amortissement, à des contributions d'aide à la construction, à l'accumulation des impôts différés sur le revenu et à l'accumulation des crédits d'impôt différés à l'investissement.

Canalisations de collecte

Pipelines transportant le gaz naturel à partir de chaque tête de puits jusqu'à une station de compression, une usine de traitement ou une canalisation principale de transport.

Capacité de pointe

Capacité des installations ou de l'équipement normalement utilisés) pour fournir du gaz naturel supplémentaire dans des conditions de demande extrême. La capacité de pointe n'est généralement disponible que pour un nombre limité de jours, à un taux maximum.

Charge d'alimentation

Gaz naturel utilisé comme composante essentielle d'un processus pour la production d'un produit. Le gaz naturel peut être nécessaire à titre de charge d'alimentation à cause de la réaction chimique connexe, ou à cause des caractéristiques physiques de combustion du gaz naturel par rapport à d'autres combustibles, p. ex. la température et les sous-produits. Le gaz naturel est notamment utilisé comme charge d'alimentation pour la fabrication des engrais, du verre et de certaines briques.

Clause de force majeure

Disposition que l'on trouve dans la plupart des contrats, définissant les cas de force majeure aux fins du contrat et stipulant leur incidence sur les droits et obligations des parties. Ordinairement, cette clause stipule que l'inexécution d'une obligation par une des parties sera excusable dans la mesure où le rendement est et reste compromis par un cas de force majeure. En général, les dispositions pertinentes excluent les obligations de verser de l'argent et exigent de la partie lésée qu'elle donne un préavis suffisant à l'autre partie et fasse preuve de diligence raisonnable pour corriger la situation. En outre, ces dispositions peuvent réserver, soit à la partie non visée par la force majeure, soit aux deux parties, le droit de résilier ou de suspendre le contrat si la force majeure empêche son exécution pendant une période donnée.

Clause de prise obligatoire

Disposition contractuelle obligeant l'acheteur à payer pour une certaine quantité minimale du produit, qu'il l'utilise ou non pendant la période spécifiée.

Clause de reconduction tacite

Clause contractuelle prolongeant le contrat au-delà de la durée initiale, d'un mois à l'autre ou d'une année à l'autre, selon le cas, jusqu'à ce qu'une des parties produise l'avis de résiliation requis. Cette clause rend un contrat exécutoire jusqu'à ce qu'une des parties prenne des dispositions pour y mettre fin.

Clause de sauvegarde

Disposition d'un accord de vente de gaz naturel permettant à l'une ou aux deux parties en cause de demander la renégociation du prix de vente et(ou) des volumes prévus au contrat. Ces dispositions se présentent sous de nombreuses formes, dont les droits et les effets diffèrent.

Client du service interruptible

Client recevant un service uniquement à des moments et dans la mesure où les clients du service garanti ne se prévalent pas de tout le service disponible.

Client garanti

Client pour lequel la demande contractuelle est réservée et à qui le fournisseur est tenu d'assurer un service.

Cogénération

Utilisation d'une source de combustible dans un moteur alternatif ou dans une turbine à gaz pour produire de l'énergie électrique et thermique afin d'optimiser le rendement du combustible. La demande énergétique dominante peut être électrique ou thermique.

Commande de gaz

Demande de service présentée par un acheteur aux termes d'un accord de service.

Concession

Privilège spécial conféré par le gouvernement à un particulier ou à une société, leur donnant le droit d'occuper et d'utiliser les voies publiques dans l'intérêt du grand public. Les sociétés de distribution locales ont souvent des concessions exclusives pour des services publics que leur ont accordées le gouvernement fédéral, des gouvernements provinciaux ou des administrations municipales.

Conduites (principales) de transport

Pipelines transportant du gaz naturel à partir des zones principales d'approvisionnement jusqu'aux centres de distribution, aux gros clients ou à d'autres conduites de transport. Les conduites de transport ont généralement une configuration linéaire, peuvent avoir un très gros diamètre, fonctionner à une pression relativement élevée et franchir de longues distances.

Consortium de fournisseurs

Consortium qui achète du gaz de plusieurs producteurs pour le revendre à divers consommateurs (p. ex., Pan Alberta Gas Co.).

Contrat de développement

Un contrat de développement diffère d'un contrat conventionnel d'achat de gaz du fait que les réserves ne sont pas toutes établies au moment où il est conclu. Le producteur réserve certains terrains sur lesquels existent déjà des réserves établies et où il a le droit de prospecter et de mettre en valeur de nouvelles réserves. La date spécifique de la première livraison donne au producteur le temps nécessaire pour prospecter et mettre en valeur ses réserves et pour aménager des installations de production.

Contrat de garantie

Contrat de vente par lequel le vendeur s'engage à livrer une quantité spécifiée de gaz naturel pendant une période donnée, sans limitation ni engagement relativement à des réserves ou à des sources déterminées de gaz naturel, et généralement sans réserves pour ce qui est de la production.

Contrat de transport

Contrat établissant les modalités et conditions applicables au service de transport.

Courtage de la capacité

Vente ou location, par un expéditeur, de sa capacité pipelinière à d'autres acheteurs.

Courtier

Personne ou société indépendante chargée de rassembler des vendeurs et des acheteurs de gaz naturel (habituellement pour obtenir des prix fermes à court terme ou au comptant), de participer aux négociations et d'arrêter les modalités de transport et de livraison. Habituellement, les courtiers n'achètent et ne vendent pas pour leur propre compte, mais représentent l'acheteur et(ou) le vendeur. Une importante fonction de certaines opérations de commercialisation est le regroupement de fournisseurs et(ou) d'acheteurs de gaz naturel.

Coût pondéré moyen du gaz (CPMG)

Coût pondéré unitaire moyen d'un approvisionnement en gaz naturel. On calcule le CPMG en établissant le coût total du gaz naturel acheté pendant une période donnée et en divisant ce dernier par la quantité totale achetée au cours de la même période. Ce taux sert souvent de base au calcul des tarifs du système des SDL.

Demande contractuelle

Quantité de gaz naturel qu'un vendeur accepte de livrer périodiquement (chaque jour, mois ou année), conformément à un accord d'achat de gaz. La demande contractuelle est une quantité maximale.

Durée du contrat

Période de validité d'un contrat. Il est parfois impossible de déterminer avec précision, dans le contrat, quelle sera sa durée réelle, à moins que des dates ne soient expressément indiquées. Bon nombre de contrats stipulent 1) que la durée commence à la date de production ou de livraison initiale, 2) que le contrat peut être prolongé d'un mois à l'autre ou d'une année à l'autre jusqu'à la présentation d'un avis de résiliation, ou 3) que le contrat demeurera en vigueur pendant la durée du bail ou jusqu'à épuisement des réserves consacrées.

Entrée de la ville

Point de livraison ou d'intersection entre des pipelines interprovinciaux et interétatiques (p. ex. : TransCanada) et les compagnies locales de distribution (p. ex. : Gaz Métropolitain inc.).

Équilibrage de l'offre

Équilibrage de l'offre de gaz pour satisfaire à la demande, grâce au stockage, à d'autres sources d'approvisionnement de pointe, à la réduction des ventes interruptibles ou à des détournements d'un point de livraison à un autre.

Expéditeur

Particulier ou entreprise ayant conclu un contrat avec une société pipelinière pour le transport du gaz naturel. Normalement, un expéditeur conserve le titre de propriété de tout le gaz naturel livré au pipeline pendant son transport par le pipeline.

Facteur de charge

Ratio entre la charge moyenne sur une période désignée et la charge maximale contractuelle, exprimé en pourcentage.

Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

Organisme du Département de l'Énergie des États-Unis dont la compétence s'étend, entre autres, sur les sociétés et les producteurs de gaz naturel qui vendent ou transportent du gaz dans le commerce interétatique aux fins de revente. En ce qui concerne l'industrie du gaz naturel, les principes de réglementation générale de la FERC sont définis dans la Natural Gas Act (NGA), la Natural Gas Policy Act (NGPA) et la Natural Gas Wellhead Decontrol Act. En outre, la FERC exerce un contrôle sur les tarifs d'électricité interétatiques de gros, l'octroi de licences en matière d'énergie hydro-électrique et les tarifs pour les oléoducs. La FERC a succédé à la Federal Power Commission (FPC).

Frais de couverture de déficit

Frais imposés pour chaque unité de déficit lorsque les achats réels d'un acheteur sont inférieurs à un minimum ou à un seuil requis, p. ex. en vertu de frais de réservation et de frais de stockage de réserves de gaz.

Frais de réservation

Frais unitaires fixes payables par le bénéficiaire d'un service et basés sur le total auquel il a droit. Semblables aux frais "liés à la demande".

Frais de stockage de réserves de gaz

Frais payés par un acheteur à son fournisseur pour stocker des réserves de gaz naturel prêtes à être livrées à l'acheteur. Ces frais peuvent prendre au moins deux formes : (1) des frais "d'option" ou "de réservation", pour lesquels des droits établis sont payés au départ pour chaque unité de livraison admissible, et (2) des frais "de couverture de déficit", pour lesquels l'acheteur acquitte par la suite des droits établis pour chaque unité de gaz naturel non utilisée, jusqu'à concurrence d'un minimum ou d'un seuil pré-établi.

Frais liés à la demande

Obligation fixe, normalement mensuelle, imposée à un acheteur de gaz dans le cadre d'un contrat de vente. Cette obligation peut englober une partie ou la totalité des coûts fixes du vendeur et elle est payable quels que soient les volumes réellement utilisés. Voir FRAIS RELATIFS AU PRODUIT.

Frais liés au produit

Frais payables par un acheteur de gaz en vertu d'un contrat de vente pour chaque unité de gaz achetée. Les frais unitaires englobent généralement l'élément du produit de tous les droits pipeliniers applicables et le coût du gaz. Voir FRAIS LIÉS À LA DEMANDE.

Indice de durée des réserves

Réserves restantes divisées par la production annuelle.

Installations de stockage

Installations servant à stocker le gaz naturel. Il s'agit habituellement de cavernes taillées à partir de dômes naturels de sel ou de gisements épuisés de gaz naturel, dans lesquels du gaz naturel peut être réinjecté et produit avec un minimum de perte.

Libre accès

Base de prestation de services de transport par les pipelines interprovinciaux, interétatiques et intraprovinciaux. Le pipeline doit fournir un service non discriminatoire à tous ceux qui le demandent, à des tarifs réglementés.

Marché au comptant

Transactions relatives à un produit, qui débutent par une échéance rapprochée (p. ex., en deçà de 10 jours) et dont la durée contractuelle est relativement courte (p. ex. : 30 jours).

Marché captif

Dans l'ensemble, la partie du marché du gaz dépourvue de capacité d'utilisation d'un combustible de remplacement à court terme; en général les utilisateurs résidentiels ou commerciaux et les petits utilisateurs industriels.

Pipeline interprovincial ou interétatique

Société pipelinière de gaz naturel chargée de transporter ce dernier entre plusieurs provinces, États ou pays, et relevant de l'ONÉ ou de la FERC.

Prix à la sortie du gisement

L'entrée du gisement est le point où le producteur transfère à un acheteur la garde du gaz collecté et traité pour en supprimer les impuretés et les sous-produits. Plus généralement, cette entrée sert à préciser une référence ou un point de livraison dans le système de production. L'expression "prix à la sortie du gisement" désigne le prix reçu pour le gaz lorsque les producteurs doivent le traiter.

Point de livraison

Point d'un réseau de pipelines où est livré le gaz naturel transporté.

Pouvoir calorifique

Quantité de chaleur produite par la combustion complète d'une quantité unitaire de combustible. Le pouvoir calorifique brut ou supérieur est obtenu lorsque tous les produits de combustion sont refroidis à la température préalable à la combustion, lorsque la vapeur d'eau formée pendant l'opération est condensée et lorsque toutes les mesures correctives nécessaires ont été apportées. Le pouvoir calorifique net ou inférieur est obtenu en soustrayant du pouvoir calorifique brut supérieur la chaleur résiduaire de vaporisation de la vapeur d'eau formée par la combustion de l'hydrogène dans le combustible.

Prime	Dans le contexte des ventes de gaz naturel, différence de prix en fonction de la disparité entre les niveaux de qualité du produit ou les relations, notamment pour les engagements fermes à long terme, par opposition aux ventes au comptant.
Prix à la tête de puits	La tête de puits est l'équipement installé au sommet d'un puits, aux fins de contrôle de ce dernier. De façon plus générale, la tête de puits sert à désigner un point de livraison dans le système de production. Le prix à la tête de puits désigne le prix perçu pour le gaz par les producteurs, moins tous les coûts de collecte et de traitement.
Prix basé sur les rentrées nettes	Prix effectif à la tête de puits, facturé au producteur de gaz naturel et basé sur la valeur marchande du gaz naturel en aval, moins les frais de livraison de celui-ci au marché.
Productibilité	Quantité de gaz naturel qu'un puits, un gisement, un pipeline ou un réseau de distribution peut fournir pendant une période donnée. Également, le débit réel d'un réservoir de stockage.
Production thermique	Conversion énergétique par laquelle le combustible est consommé pour produire de l'énergie thermique, elle-même convertie en énergie mécanique puis en électricité, dans une génératrice. Normalement, le combustible peut être du charbon, du pétrole, du gaz ou de l'uranium (énergie nucléaire).
Quantité contractuelle annuelle (QCA)	Quantité contractuelle journalière (QCJ) multipliée par le nombre de jours de l'année.
Ratio réserves-production	Réserves restantes divisées par la production annuelle.
Réseau de distribution	En général, les canalisations principales, les raccordements de service et l'équipement qui transportent ou contrôlent l'approvisionnement en gaz naturel à partir des systèmes pipeliniers interprovinciaux ou interétatiques, ou le point d'approvisionnement local des différents utilisateurs ultimes.
Réserves contractuelles	Réserves de gaz naturel qui ont été constituées pour honorer les accords d'achat.
Réserves établies	Réserves récupérables grâce à la technologie moderne, dans les conditions économiques actuelles et prévues. Ces réserves comprennent celles qui ont été expressément éprouvées par le forage, les essais ou la production, ainsi que la partie des réserves récupérables contiguës dont l'on présume l'existence avec une certitude raisonnable, sur la foi de données géologiques, géophysiques ou similaires.
Secteur commercial	Partie du marché du gaz naturel formée d'entreprises et d'établissements, y compris des organismes fédéraux, étatiques et municipaux, l'agriculture et le secteur des services (p. ex. : le commerce de gros et de détail, les hôtels, les restaurants, les hôpitaux et les écoles), ainsi que les immeubles d'appartements.
Secteur industriel	Partie du marché du gaz naturel qui se caractérise par des activités de fabrication, des activités forestières et des activités minières.

Secteur résidentiel

Partie du marché du gaz naturel formée de logements privés, y compris des logements simples et de petites unités multiples, ainsi que les grands immeubles résidentiels avec des appartements où la consommation fait l'objet de relevés individuels.

Service de stockage

Service par lequel le vendeur reçoit du gaz naturel et le conserve pour le compte du client, en vue d'une livraison ultérieure. Ce service exige habituellement l'usage d'installations de stockage comme des cavernes souterraines dans des dômes de sel ou des gisements épuisés de gaz naturel, dans lesquels on peut réinjecter et produire du gaz naturel avec un minimum de perte. Les clients utilisent normalement les services de stockage pour uniformiser les achats ou les ventes de gaz naturel pendant l'année, malgré les fluctuations dans la demande de l'utilisateur ultime. Le service de stockage est également un élément critique de la productibilité en période de pointe, de même que pour de nombreux pipelines et distributeurs interétatiques de gaz naturel. Le service peut être distinct du service de transport nécessaire à la livraison du gaz naturel aux installations de stockage et aux prélèvements de gaz à partir de celles-ci. Le service de stockage exige normalement le paiement de frais d'injection, de retrait et de détention. Il comprend aussi normalement des limites applicables aux taux et aux délais d'injection et de retrait, ainsi que des volumes de détention maximums.

Service distinct

Séparation des services de pipelines en composantes discrètes (p. ex. : transport, stockage, collecte, vente, etc.). La facturation des droits est distincte pour chaque service et uniquement basée sur le coût de la prestation du service.

Service ferme

Service offert aux clients aux termes d'échéanciers ou de contrats ne prévoyant aucune interruption, quelle que soit la catégorie du service, sauf en cas de force majeure.

Service interruptible

Service de priorité réduite offert aux clients en vertu de barèmes de taux ou de contrats prévoyant et autorisant une interruption à bref préavis, généralement en saisons de charge de pointe, à cause de demandes émanant de clients du service garanti et d'autres principaux utilisateurs prioritaires.

Service-T interruptible

Service interruptible du transport de gaz fourni en vertu d'un contrat d'approvisionnement en gaz n'appartenant pas à la société pipelinière. L'interruption peut avoir lieu à la demande de la société ou du distributeur. Il existe deux niveaux de service interruptible : IS-1, d'une priorité supérieure, offrant un risque d'interruption inférieur à celui d'IS-2, de priorité inférieure. Les droits applicables au niveau IS-1 sont plus élevés que ceux de niveau IS-2.

Société de distribution locale (SDL)

Société tirant le plus gros de ses revenus en gaz naturel des activités d'un réseau de distribution au détail du gaz, et qui n'exploite aucun réseau de transport autre que des raccordements occasionnels au sein de son propre réseau ou avec celui d'une autre société.

Taux regroupé

Un seul type de frais se rapportant à un certain nombre de services fournis par un pipeline ou un distributeur : p. ex., les ventes, le transport, l'entreposage du gaz et l'équilibrage de l'offre.

Tel que facturé	Méthodologie régissant le barème des taux pour les pipelines de gaz naturel, selon laquelle tous les frais acquittés par les responsables du pipeline pour l'approvisionnement et le transport de gaz naturel sont transmis à leurs clients sous la même forme (frais liés à la demande ou au produit) que celle sous laquelle ces coûts ont été facturés au pipeline. En 1986, l'Opinion 256 de la FERC a établi que les frais relatifs au gaz naturel importé ne devraient pas être transmis "tels que facturés", car la FERC n'avait pas eu l'occasion d'examiner la forme de ces frais pour déterminer s'ils étaient compatibles avec celle des frais applicables à l'alimentation du marché intérieur, c'est-à-dire pour s'assurer qu'ils sont fonction des coûts et n'englobent pas des coûts de production ou des coûts fixes de collecte intégrés aux frais liés à la demande.
Usine de chevauchement	Usine de traitement du gaz naturel construite près d'un pipeline de transport, en aval des gisements où le gaz naturel du pipeline est produit. En général, l'usine n'achète pas et ne revend pas de gaz naturel, mais fournit seulement un service de traitement au propriétaire du gaz naturel ou des droits de traitement. Bien souvent, les producteurs de gaz naturel réservent des droits de traitement lorsqu'ils vendent du gaz naturel, afin de faire extraire des substances précieuses du flux gazeux par une usine de chevauchement.
Usine de traitement du gaz	Installation où le gaz naturel brut provenant de la tête de puits est préparé pour la vente aux consommateurs ultimes, en réduisant ou en supprimant les impuretés indésirables et en extrayant du flux gazeux les hydrocarbures non méthaniques commercialement souhaitables.
Usines de traitement	Installations traitant le gaz naturel brut pour en extraire les constituants non méthaniques désirables. Ces installations peuvent appartenir à des producteurs, des transformateurs indépendants ou des sociétés pipelinières de transport.
Utilisateur ultime	Celui qui consomme ou brûle le gaz naturel, par opposition à celui qui le vend ou le revend.
Vente au comptant	En général, vente interruptible de gaz en vertu d'un contrat de 30 jours.
Vente directe ou achat direct	Contrats d'achat de gaz naturel conclus directement entre producteurs ou entre courtiers et utilisateurs ultimes, à des prix négociés.
Vente pour revente	Vente de gaz naturel à un client qui, à son tour, le revend à un autre. Vente de gaz naturel à un autre client qu'un utilisateur ultime, p. ex., vente effectuée par un producteur-distributeur à un pipeline interétatique américain qui, à son tour, revendra le gaz naturel à une société de distribution locale; ou vente à une société de distribution locale qui, à son tour, revendra le gaz naturel à un utilisateur ultime.
Volume substitué	Un volume d'achat direct est un volume substitué lorsque, en l'absence d'un tel achat direct, la SDL pourrait fournir les quantités dans le cadre d'un contrat ferme sans devoir elle-même passer des contrats pour obtenir des volumes fermes supplémentaires en vue de répondre à la demande.
Volumes de la demande opérationnelle	Volumes stipulés dans un contrat de service garanti, moins ceux réputés avoir été substitués par des ventes directes.